

CAPÍTULO 3

REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS EN BRASIL¹

JOSÉ CESÁRIO CECCHI²

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

FLORIVAL RODRIGUES DE CARVALHO³

Superintendente de Planejamento e Pesquisa

JACQUELINE BARBOZA MARIANO⁴

Especialista em Regulação de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

TATHIANY RODRIGUES MOREIRA⁵

Especialista em Regulação de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de Brasil

A. BALANCES EN MATERIA DE ENERGÍA

A.1. La oferta y la demanda de energía primaria y la demanda final por fuentes y por consumidores

En términos globales, la Oferta Interna de Energía (OIE) en Brasil alcanzó la cifra de 226,1 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) en 2006. En términos de distribución por fuente de energía, el perfil de participación de las fuentes en la oferta interna de Brasil fue el siguiente: el 37,7% de la energía ofertada fue de petróleo (y sus derivados), el 14,8% de origen hidráulico, el 30,2% de biomasa (las dos últimas, fuentes renovables de energía), el 9,6% de gas natural, el 1,6% de uranio y el 6% de carbón de origen mineral.

En relación con la oferta interna de energía eléctrica, el 74% se originó en centrales hidroeléctricas, el 17% en centrales termoeléctricas (centrales térmicas

(1) La opinión de los autores no refleja la posición de la ANP.

(2) Superintendente de la Superintendencia de Comercialización y Transporte de Petróleo, sus Derivados y Gas Natural-SCM/ANP, Doctor en Planificación Energética por el Programa de Planificación Energética de la COPPE/UFRJ, e-mail: cecchi@anp.gov.br.

(3) Superintendente de la Superintendencia de Planificación y Búsqueda-SPP/ANP, Doctor en Ingeniería Química por la Universidad Federal de Pernambuco, e-mail: florival@anp.gov.br.

(4) Especialista en Regulación de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de la Superintendencia de Planificación y Búsqueda-SPP/ANP, Doctora en Planificación Energética por el Programa de Planificación Energética de la COPPE/UFRJ, e-mail: jmariano@anp.gov.br.

(5) Especialista en Regulación de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de la Superintendencia de Comercialización y Transporte de Petróleo, sus Derivados y Gas Natural – SCM/ANP, Máster en Ingeniería de Producción por el Programa de Ingeniería de Producción de la COPPE/UFRJ, e-mail: tmoreira@anp.gov.br.

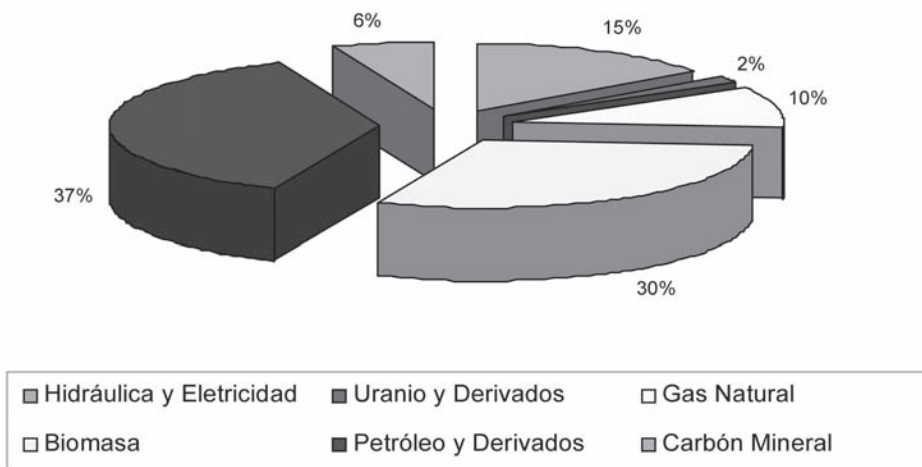
convencionales y centrales termonucleares) y el 9% de la energía ofertada fue importada en 2006.

En 2006 el sector industrial fue el mayor consumidor final de energía, alcanzando el 37% de toda la energía consumida en Brasil, seguido del sector Transportes (26%), Doméstico (11%), Energético (9%), No Energético (7%). Los menores consumidores de este año, que mantuvieron su perfil demostrado en el país en años anteriores, fueron los sectores Comercial y Público y Agropecuario, habiendo consumido, cada uno, un 4% del total de la energía ofertada en el país.

El perfil del consumo final de energía, es decir, la participación por fuente en 2006 fue el siguiente: el 42% del consumo final fue de petróleo y derivados, el 17% de electricidad, el 7% de gas natural, el 11% de leña y carbón vegetal, el 12% de bagazo de caña de azúcar, el 3% de alcohol etílico, el 6% carbón mineral y derivados y el 2% de otras fuentes de energía.

En los últimos años, cabe destacar la variación del consumo de gas natural en el apartado doméstico, que creció más de un 100% en el período comprendido entre 2000 y 2006, y un 8,7% en 2005/2006. Estos resultados reflejan la combinación de factores como el proceso de sustitución del gas manufacturado por gas natural en las redes de los concesionarios de distribución canalizada y la expansión de los mismos, que llegaron a consumidores antes atendidos por el GLP.

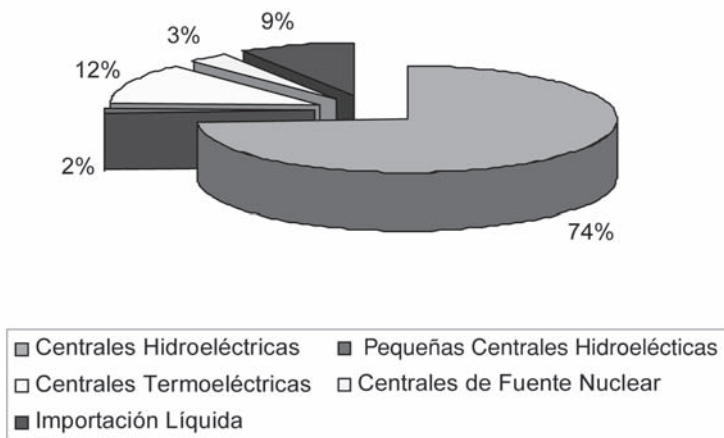
Gráfico 1. Participación de las fuentes de energía en Brasil en 2006



Fuente: *Balace Energético Nacional, 2007.*

Nota: La biomasa incluye cloruro de cal, carbón vegetal, productos de caña de azúcar (bagazo y alcohol etílico), otros residuos vegetales y otras fuentes renovables de energía.

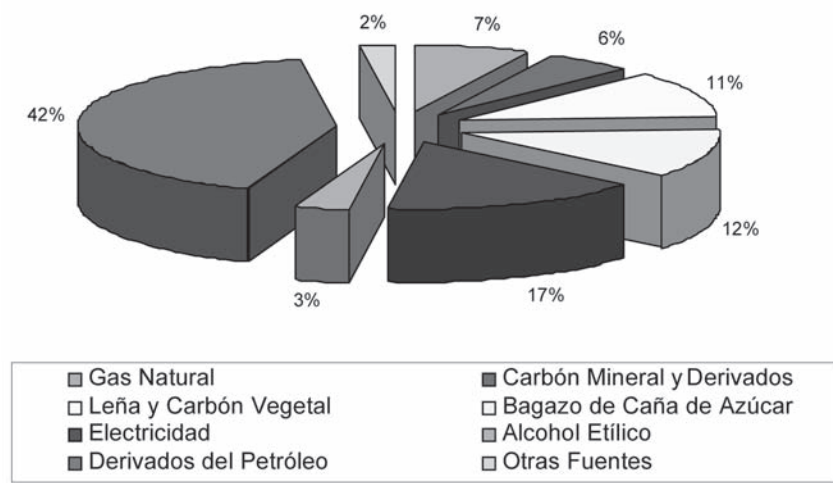
GRÁFICO 2. Estructura de la Oferta Interna de Energía Eléctrica en Brasil en 2006



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007.

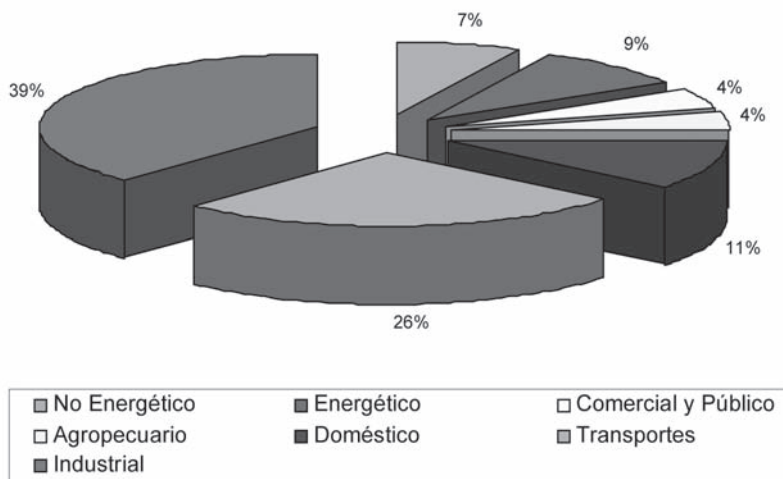
Nota: Las Centrales Termoeléctricas incluyen las centrales termoeléctricas a partir de fuente nuclear; la energía importada es la diferencia entre el consumo interno total de energía eléctrica (incluidos el consumo propio, las pérdidas de transformación, transmisión y distribución) y la gestión de la energía eléctrica interna.

GRÁFICO 3. Consumo Final de Energía en Brasil por fuente en 2006



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007.

GRÁFICO 4. Participación por Sector en el Consumo Final de energía en Brasil en 2006



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007.

A.2. Una visión global y de la evolución más reciente

Como se ha mencionado anteriormente, la Oferta Interna de Energía en 2006 ascendió a los 226,1 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep), cifra un 238,0% superior a la de 1970 y cercana al 2% de la demanda mundial. Como importante sector de la infraestructura económica, la industria de la energía en Brasil responde al suministro del 91,7% del consumo nacional. El 8,3% restante es importado, en forma de petróleo y derivados, carbón mineral y derivados, gas natural y energía eléctrica.

En 2006, aproximadamente un 45,1% de la OIE tuvo su origen en fuentes renovables, mientras que en el resto del mundo esta cifra es de un 12,7% y en los países miembros de la OCDE, de apenas un 6,2%. De esta participación en la energía renovable, un 14,8% corresponde a la generación hidráulica y un 30,3% a otras fuentes renovables. El 54,9% restante de la OIE procedió de fuentes fósiles y otras no renovables. Esta característica, bastante particular de Brasil, resulta del gran desarrollo del parque generador de energía hidroeléctrica desde la década de los 60 y de las políticas públicas adoptadas tras la segunda crisis del petróleo de 1979, que tenían por finalidad la reducción del consumo de combustibles derivados de esa fuente y de los costes correspondientes a su importación, que ascendían en esa época a casi el 50% de las importaciones totales del país.

Por otro lado, la producción nacional de petróleo vivió también un gran auge, gracias a las considerables inversiones en prospección y exploración, que permitieron que Petrobras aplicase una tecnología pionera en extracción de petróleo en aguas profundas, con láminas de agua de más de 1.000 metros. El resultado fue un notable aumento del volumen medido, es decir, listo para ser técnicamente explorado, de las reservas totales de petróleo, de 283 millones de m³ en 1979 a

2.890 millones m³ en 2006. En este mismo período, la producción de petróleo pasó de 170 mil barriles diarios a más de 1,76 millones, incluidos los líquidos de gas natural (LGN).

La industria de la energía eléctrica también desarrolló tecnologías en el campo de la construcción y explotación de grandes centrales hidroeléctricas, así como en la explotación de sistemas de transmisión de grandes distancias y en corriente continua. Su parque generador de electricidad aumentó de 11 GW en 1970 a 30,2 GW en 1979, alcanzando los 96,6 GW en 2006, con una capacidad hidráulica instalada de 73,4 GW ese mismo año.

La repercusión que tuvieron estas medias se observa claramente, ya sea por la reducción del grado de dependencia externa de la energía, ya sea por la evolución de la matriz energética brasileña desde principios de la década de los 80. En la década de los 70, la dependencia externa de energía fue aumentando, pasando de un 28% a casi un 46% de las necesidades globales.

Los datos de 2006 muestran una reducción de ese nivel hasta llegar a poco más de 8%. En concreto, en relación con el petróleo, la disminución fue aún más significativa: de dependiente en casi un 85% en 1979, el país alcanzó la autosuficiencia en 2006, registró un superávit de un 1,1% (calculado como la diferencia entre la demanda interna de energía, incluidas las pérdidas de transformación, distribución y almacenaje y la producción interna).

En la estructura de la OIE, se aprecian las significativas transformaciones resultantes de las políticas adoptadas, sobre todo, en el período comprendido entre 1979 y 1985. El proceso de desarrollo de las naciones llevó a la reducción natural del uso de la leña como fuente de energía. En el sector agropecuario, los usos rudimentarios de la leña en molinos, en secado de granos y hojas, en alfarería, en caleras, en la producción de dulces caseros, etc., pierden gradualmente importancia debido a la urbanización e industrialización. En el sector doméstico, la leña es sustituida por gas licuado de petróleo y por gas natural para la cocción de los alimentos. En la industria, especialmente en los ramos de la alimentación y la cerámica, la modernización de los procesos conduce al uso de productos más eficientes y menos contaminantes.

En Brasil, la década de los 70 estuvo especialmente marcada por una gran sustitución de la leña en favor de derivados del petróleo, lo que redujo significativamente su participación en la Oferta Interna de Energía. Al principio de la década de los 80, el proceso de sustitución en la industria fue atenuado, con una subida de los precios internos del aceite combustible y del gas natural, favoreciendo así un mayor uso de la leña y el carbón vegetal.

Los productos de caña, que incluyen el alcohol y el bagazo de caña, este último utilizado para la producción de calor en la industria azucarera y alcoholera, aumentan su participación en el período de 1975 a 1985, estabilizándose a partir de esta última fecha.

La energía hidráulica mantiene un índice creciente de participación a lo largo de todo el período. El carbón mineral es impulsado por la industria metalúrgica a principios de la década de los 80, manteniendo su participación constante a partir de 1985. El gas natural es la fuente de energía que viene representando el desarrollo

más significativo de los últimos años en Brasil. El hallazgo de nuevas reservas nacionales, que elevó su volumen a 588.600 millones de m³ en 2006, y la perspectiva de ampliar las importaciones de gas natural de Bolivia y Perú permiten extender aún más su uso, lo cual representará mejoras en términos de eficiencia energética y de calidad del medio ambiente, puesto que el gas natural es el más limpio de los combustibles fósiles.

La evolución del perfil de la oferta de energía en Brasil muestra una fuerte alteración estructural, en función de la reducción de la dependencia externa de energía y de la permanencia aún significativa de las fuentes renovables de energía en la Matriz Energética Brasileña.

El consumo final de energía en 2006 fue de 202,9 millones de tep, importe correspondiente al 89,7% de la Oferta Interna de Energía y 3,3 veces superior al de 1970. El sector industrial con un 38%, el sector transportes con un 26% y el sector doméstico con un 11% respondieron al 75% del consumo final de energía en 2006. La evolución del consumo sectorial de energía se muestra en valores absolutos. En las décadas de los 70 y 80, el grupo de industrias energointensivas, compuesto por los sectores del acero, ferroaleaciones, aluminio, metales ferrosos, peletización y papel y celulosa, fue el que presentó el mayor índice de crecimiento del consumo de energía, de un 11,4% a.a. y 3,7% a.a., respectivamente, en comparación con el crecimiento medio de un 5,3% a.a. y 2% a.a. del consumo final, en los mismos períodos.

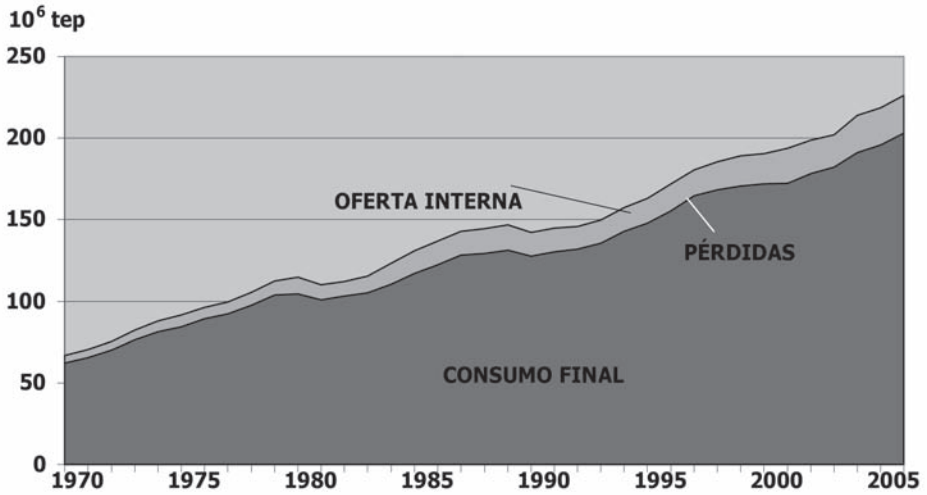
El conjunto de las demás industrias registró un crecimiento medio del consumo de energía de un 6,4% a.a. en el primer período y de un -0,25% a.a. en el segundo-. De 1990 en adelante, el consumo de las industrias energointensivas pasa a tener un desarrollo más próximo al consumo final, de 3,5% a.a. frente al 2,93% a.a., respectivamente. En este mismo período, el desarrollo de las otras industrias, con un crecimiento del 3,84% a.a., reemplaza el desarrollo del consumo final de energía.

La década de los 80 estuvo marcada por un gran estancamiento de las industrias volcadas en el consumo interno, generadoras de empleos, poco intensivas en capital y poco intensivas en energía, tales como la textil, alimentaria, calzado, electrónica, mecánica, construcción civil, móviles, etc.

En el sector doméstico, el consumo de energía se mantiene estable, con una leve disminución en algunos momentos del período que analizamos, aunque el consumo de electricidad haya presentado altos índices de crecimiento. En este sector, la eficiencia media de uso de la energía es creciente, debido a la sustitución de la leña por GLP, sustituyendo cada tep de GLP una media de 7 a 10 tep de leña, consecuencia de la mayor eficiencia de los hornos a GLP. La baja flexibilidad del consumo de energía en la cocina en relación con la renta familiar contribuyó también al escaso crecimiento del consumo energético del sector.

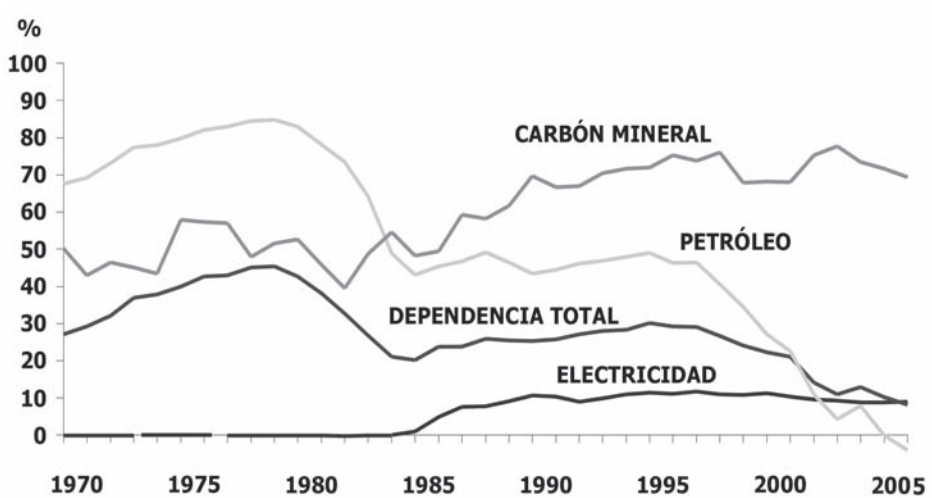
En el sector agropecuario, aunque no haya una sustitución significativa, el uso de la leña como fuente de energía, en general con poca eficiencia, disminuyó debido al éxodo rural y a la transferencia de las actividades al sector industrial (Ben, 2007).

GRÁFICO 5. *Evolución de la Oferta Interna y del Consumo Final de Energía en el período de 1970 a 2005 en Brasil*



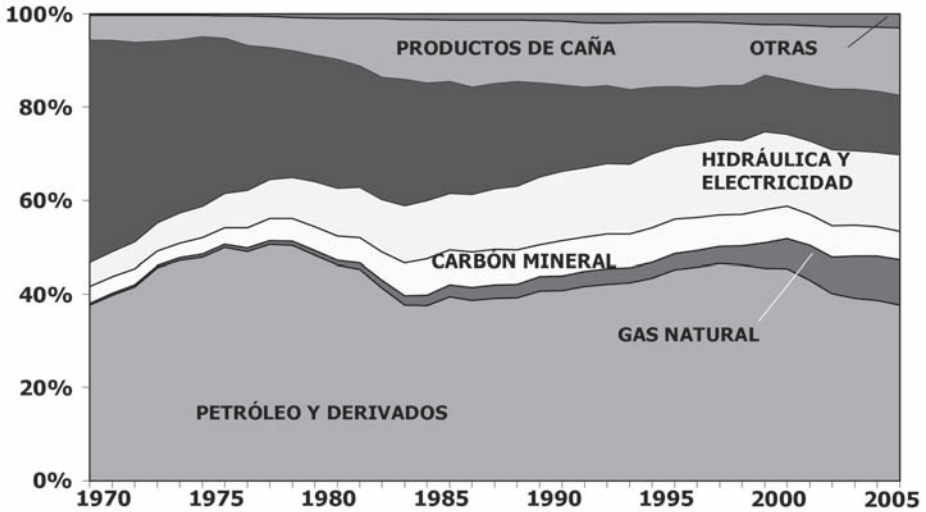
Fuente: *Balance Energético Nacional, 2006.*

Gráfico 6. *Dependencia Externa de Energía en el período de 1970 a 2005*



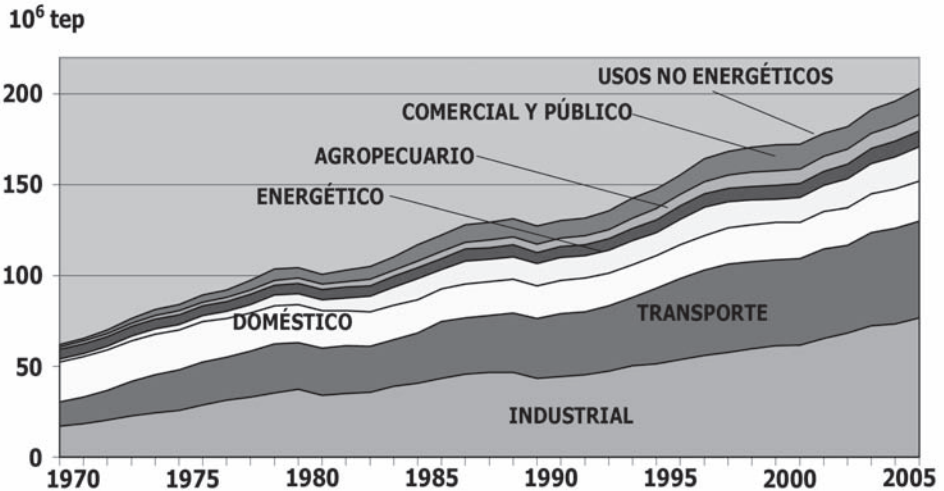
Fuente: *Balance Energético Nacional, 2006.*

GRÁFICO 7. *Evolución de la Oferta Interna de Energía por Fuente en el período de 1970 a 2005*



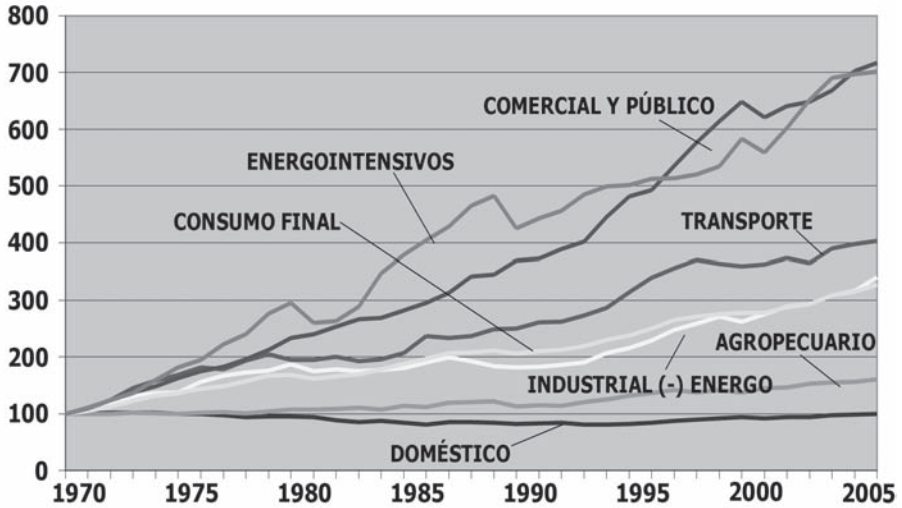
Fuente: Balance Energético Nacional, 2006.

Gráfico 8. *Evolución del Consumo Final de Energía por Sectores de la Economía en Brasil en el período de 1970 a 2005*



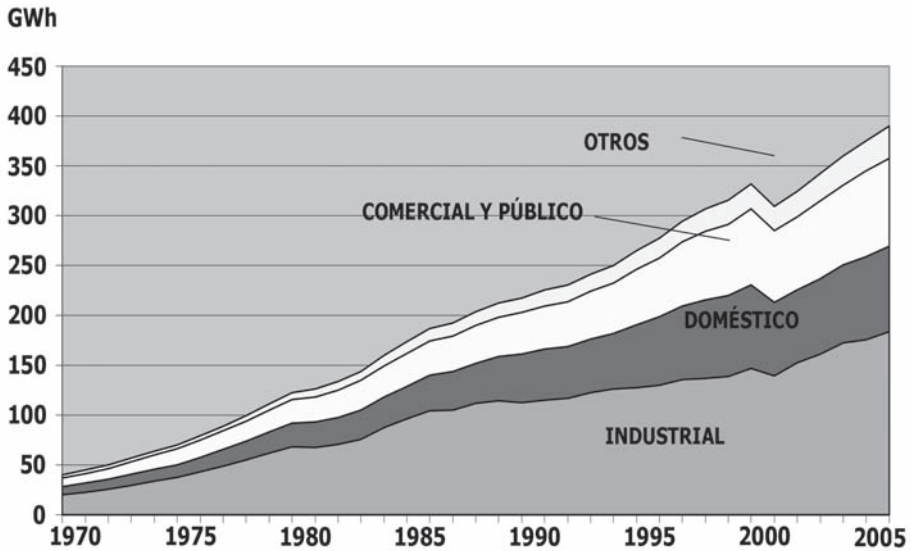
Fuente: Balance Energético Nacional, 2006.

GRÁFICO 9. *Consumo Final de Energía: Evolución Relativa de los Consumos Sectoriales (1970 = 100)*



Fuente: Balance Energético Nacional, 2006.

GRÁFICO 10. *Consumo Final de Energía Eléctrica: Evolución de los Consumos Sectoriales en Brasil en el período de 1970 a 2005*



Fuente: Balance Energético Nacional, 2006.

A.3. Previsiones a medio plazo

De acuerdo con el Plan Nacional de Energía 2030 (PNE, 2030) elaborado por la EPE, Empresa de Investigación Energética, para el Ministerio de Minas y Energía de Brasil y, de acuerdo con los escenarios macroeconómicos formulados para este estudio, el PNE 2030 indica que, en los próximos veinticinco años, aún habrá un fuerte crecimiento en la demanda de energía primaria en Brasil. Se estima que la oferta interna de energía crecerá en razón de un 5,0% anual en el período comprendido entre 2005 y 2010.

Para los años posteriores, la EPE prevé un crecimiento menor, de un 3,6% y 3,4% anuales en los períodos comprendidos entre 2010 y 2020 y entre 2020 y 2030, respectivamente, justificado, principalmente, por una mayor eficiencia energética, tanto del lado de la demanda como del lado de la oferta interna de energía, según lo previsto por el PNE, 2030. De acuerdo con estas proyecciones, se espera que la oferta interna de energía en Brasil llegue a las 278.965 tep en 2010 (corto plazo), siendo 159.010 tep de fuentes no renovables (casi un 60% del total) y 119.955 de tep (casi un 40% del total) de origen renovable. Para 2020, el total estimado es equivalente a 396.412 de tep, siendo 221.042 de tep de fuentes no renovables y 175.369 de tep de origen renovable, equivalente a casi un 45% del total (medio plazo).

Cabe destacar, además, que los estudios del PNE 2030 apuntan a una mayor diversificación de la matriz energética brasileña en los próximos años. De hecho, puede percibirse una tendencia clara en esa dirección: en 1970, sólo dos productos energéticos (petróleo y leña) respondían al 78% del consumo de energía; en 2000, eran tres los energéticos que explicaban el 74% del consumo (además de los dos citados, la energía hidráulica); para 2030, se prevé una situación en que cuatro productos energéticos serán necesarios para explicar el 77% del consumo: además del petróleo y la energía hidráulica, entrarán en escena la caña de azúcar y el gas natural, y se reducirá la importancia relativa de la leña.

Otro punto que merece la pena destacar es la inversión en la tendencia a la baja de la participación de las fuentes de energía renovable en la matriz. En 1970, esa participación era superior al 58%, debido al predominio de la leña. Con la introducción de productos energéticos más eficientes que desbancaron a esta última, la participación cayó hasta el 53% en el año 2000, llegando al 44,5% en el 2005. Esta tendencia debe mantenerse en los próximos años, pero el PNE indica la posibilidad de inversión a partir de 2010, cuando dicha participación se haya reducido hasta el 43% (EPE, 2007b).

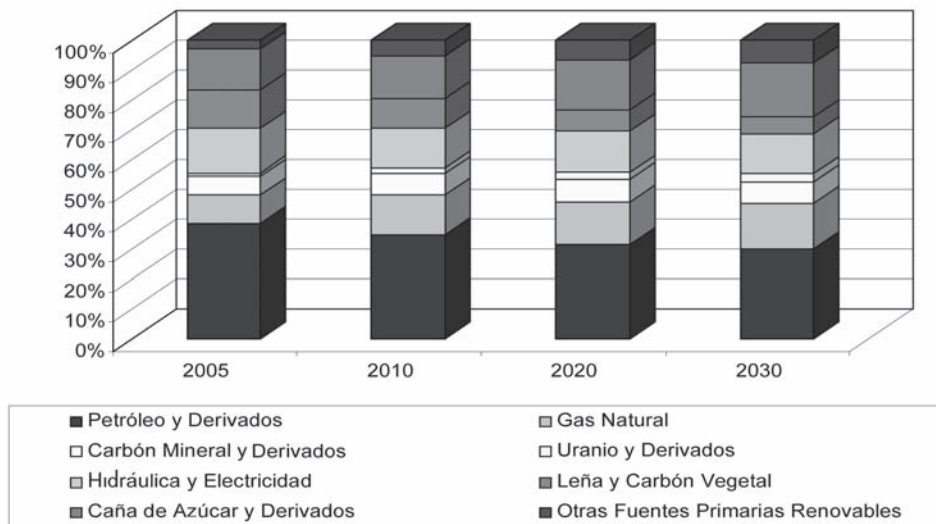
A.4. Información estadística: presentación de Balances Energéticos

En la Administración Pública brasileña, el Ministerio de Minas y Energía es la institución encargada de formular los principios básicos y de definir las directrices de la política energética nacional. Como ayuda, el MME promueve, por medio de sus órganos y empresas vinculadas, diversos estudios y análisis orientados a la planificación del sector energético.

A raíz de los cambios institucionales ocurridos en el sector energético a lo largo de los últimos quince años, en 2004, se creó la Empresa de Investigación Energé-

tica, EPE, dependiente del MME. La EPE es una empresa pública, constituida en virtud de la Ley n.º 10.847 de 15 de marzo de 2004 y del Decreto n.º 5.184 de 16 de agosto de 2004.

Gráfico 11. *Previsión de la Oferta Interna de Energía de Brasil*



Fuente: EPE, 2007b.

Su finalidad es prestar servicios en el área de estudios e investigaciones destinados a subvencionar la planificación del sector energético, tales como la energía eléctrica, petróleo y el gas natural y sus derivados, el carbón mineral, las fuentes energéticas renovables y la eficiencia energética, entre otras. La Ley n.º 10.847, en su art. 4.º, sección II, establece entre las competencias de la EPE la de elaborar y publicar el Balance Energético Nacional, BEN. El BEN documenta y divulga, de forma anual, una extensa investigación y la contabilidad relativas a la oferta y consumo de energía en Brasil, contemplando las actividades de extracción de recursos energéticos primarios, su conversión en formas secundarias, la importación y exportación, la distribución y el uso final de la energía (EPE, 2007).

B. EL MODELO DE REGULACIÓN. EL ORGANISMO REGULADOR DEL SECTOR DEL PETRÓLEO, GAS NATURAL Y BIOCOMBUSTIBLES: LA ANP

Referencia general del marco regulatorio: principales disposiciones jurídicas

Tras la fase de monopolio del Estado sobre las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural, ejercido de forma exclusiva por Petrobras desde su creación en 1954, en 1995, el Congreso Nacional aprobó la Enmienda

Constitucional n.º 9, que flexibilizó el monopolio del sector. Esta enmienda autorizó a la Unión a contratar empresas estatales o privadas para llevar a cabo las actividades de búsqueda y exploración de los yacimientos de petróleo y gas natural y otros hidrocarburos líquidos, de refino del petróleo nacional o extranjero, de importación y exportación de los productos y derivados básicos resultantes de las actividades de investigación y refino, el transporte marítimo, así como el transporte, a través de conducto, de petróleo bruto, sus derivados y gas natural de cualquier origen.

Posteriormente, para regular la mencionada Enmienda Constitucional, se publicó la Ley n.º 9.478 de 6 de agosto de 1997, conocida como Ley del Petróleo que, además de contemplar las actividades citadas, trató de los principios y objetivos de la política energética nacional, creó el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) e instituyó la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, ANP, órgano regulador del sector del petróleo y el gas natural en Brasil. La Ley del Petróleo estableció un nuevo andamiaje institucional y regulatorio para este sector, además de determinar la flexibilización del monopolio del Estado ejercido desde el año 1954 por Petrobras, habiendo sido posteriormente regulada por el Decreto Presidencial n.º 2.455 de 1998. La Ley 9.478/97 y el Decreto Presidencial n.º 2.455/98 constituyen las principales disposiciones jurídicas del nuevo marco regulador del sector del petróleo y gas natural en Brasil.

El órgano de dirección. Composición, procedimientos de designación y períodos de mandato

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 9.478/97, la ANP será dirigida, de forma colegiada, por una Directiva compuesta por un Director General y cuatro Directores. Los miembros de la Directiva serán nombrados por el Presidente de la República, tras la aprobación de sus respectivos cargos por parte del Senado Federal. Los miembros de la Directiva cumplirán mandatos de cuatro años, no coincidentes, quedando permitida su reelección.

Terminado su mandato o una vez exonerado del cargo, el exdirector de la ANP no podrá, por un período de doce meses, prestar, directa o indirectamente, cualquier tipo de servicio a ninguna empresa integrante de la industria del petróleo o de la distribución (ANP, 2007).

Competencias del regulador

La Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) es una autarquía integrante de la Administración Pública Federal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Tiene por finalidad la regulación, contratación y supervisión de las actividades económicas que forman parte de la industria del petróleo, gas natural y biocombustibles, de acuerdo con lo establecido en la Ley n.º 9.478 de 06/08/97, regulada por el Decreto n.º 2.455 de 14/01/98, en las directrices emanadas del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y de conformidad con los intereses del país. La regulación es la base de acción de la ANP, el control es la acción ejecutiva de represión de las conductas que infrinjan la legislación y la promoción es la acción contratante ejercida por la agencia.

Además de las actividades anteriormente mencionadas, también compete a la ANP implementar, en su esfera de atribuciones, la Política Nacional sobre Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, contenida en la Política Energética Nacional que emane del CNPE.

Presupuesto económico. Procedimiento de asignación y obtención de recursos

En la década de los 90 se produjo una flexibilización de los monopolios estatales en Brasil con la consecuente apertura de estos sectores al capital extranjero. Fue también en este período cuando se estructuró un sistema de defensa y mantenimiento de las condiciones de la libre competencia, lo cual supuso un considerable avance en relación con el modelo anterior. En ese contexto, el papel del Estado brasileño evolucionó en lo referente a la intervención en la economía, es decir, el escenario que llevó al cambio del Estado interventor al actual Estado regulador.

A pesar de reducirse la intervención estatal en la economía, el Estado brasileño aún influye en la misma a través de la regulación de las actividades que anteriormente eran de su responsabilidad, al establecer reglas y otras formas de intervención económica. De esta forma, el Estado transformó su actuación, de la esfera empresarial, a través de las empresas públicas, a la esfera de regulación y control de los servicios públicos y de las actividades económicas del sector.

Concretamente, en relación con la asignación presupuestaria de las agencias reguladoras brasileñas, pero más específicamente en relación con la ANP, sus ingresos están compuestos por:

- partidas consignadas en el Presupuesto General de la Unión, créditos especiales, transferencias y traspasos que le fueron concedidos;
- parte de las participaciones gubernamentales, de acuerdo con las necesidades operacionales de la ANP, consignadas en el presupuesto aprobado; los recursos procedentes de convenios, acuerdos o contratos celebrados con entidades, organismos o empresas, excepto los mencionados en el apartado anterior;
- las donaciones, legados, subvenciones y otros recursos que le fueron destinados;
- derechos, tasas y sanciones previstos en la legislación específica, los valores devengados de la venta o alquiler de bienes muebles o inmuebles de su propiedad, así como los derivados de la venta de datos e información técnica, inclusive para fines de licitación;
- los recursos procedentes de la participación gubernamental se destinarán a la financiación de los gastos de la ANP para el ejercicio de las actividades que le son conferidas en virtud de la Ley del Petróleo.

Estructura de la organización y Recursos Humanos

Actualmente la ANP opera de acuerdo con la siguiente tipología organizativa: una Directiva Colegiada, unidad de gestión estratégica y deliberación colegiada, compuesta por un Director General y cuatro Directores, veinte unidades ejecutivas

con una Secretaría Ejecutiva, que es la unidad de apoyo a la gestión estratégica y a la implementación de las acciones de las áreas de competencia de la Agencia, encargada de su gestión interna, 16 superintendencias, que son unidades de dirección intermedia y con carácter ejecutivo, cinco coordinadoras, que son unidades que coordinan y orientan a las unidades de la Agencia en el desarrollo de sus actividades y objetivos, proporcionándoles apoyo técnico y operativo. Las coordinadoras tienen función ejecutiva y actuación transversal que atañe a toda la estructura organizativa de la institución. Se subordinan a un Director, a una Secretaría ejecutiva o también a una Superintendencia. La ANP cuenta con asesorías, que son unidades consultoras y de asesoramiento, pero que no desempeñan funciones ejecutivas y asesoran al superior inmediato (Directores y Superintendentes) en los asuntos de su competencia.

Cuenta también con tres núcleos, que son unidades operativas en proceso de desarrollo organizativo, con carácter operacional y ejecutivo y con un vínculo jerárquico y organizativo con la unidad de dirección intermedia (Superintendencia), o la Secretaría ejecutiva, o unidad de gestión estratégica (Directiva) y con tres Centros, unidades de carácter operacional, con actividad restringida a un único tema; se subordinan a una Superintendencia o a la Secretaría ejecutiva, y adopta la dinámica organizativa similar a la de un Núcleo. Las unidades que componen la ANP son las siguientes:

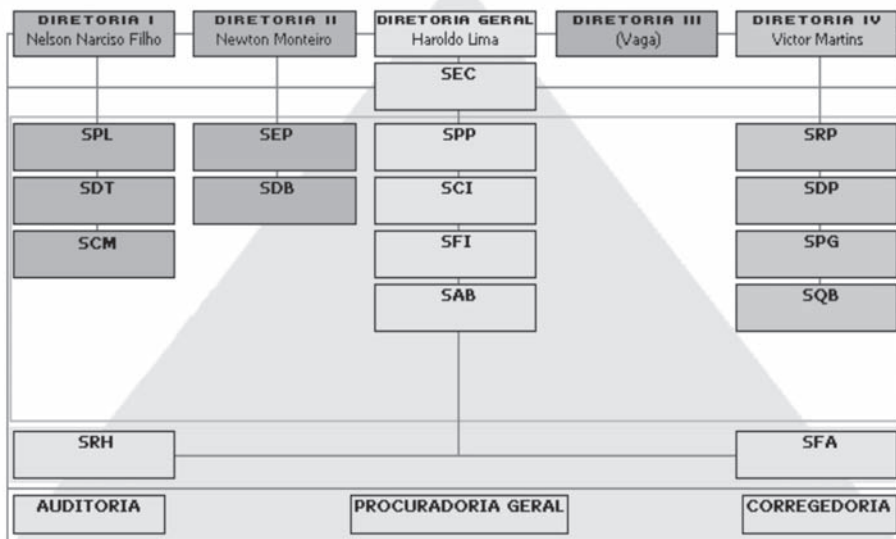
- Secretaría Ejecutiva: SE.
- Superintendencia de Divulgación y Comunicación Institucional: SCI.
- Superintendencia de Gestión Financiera y Administrativa: SFA.
- Superintendencia de Gestión de Recursos Humanos: SRH.
- Superintendencia de Gestión y Obtención de Datos Técnicos: SDT.
- Superintendencia de Definición de Bloques: SDB.
- Superintendencia de Promoción de Licitaciones: SPL.
- Superintendencia de Exploración: SEP.
- Superintendencia de Desarrollo y Producción: SDP.
- Superintendencia de Control de las Participaciones Gubernamentales: SPG.
- Superintendencia de Refino y Procesamiento de Gas Natural: SRP.
- Superintendencia de Comercialización y Transporte de Petróleo, sus Derivados y Gas Natural: SCM.
- Superintendencia de Planificación e Investigación: SPP.
- Superintendencia de Abastecimiento: SAB.
- Superintendencia de Control del Abastecimiento: SFI.
- Superintendencia de Calidad de Productos y Biocombustibles: SQB.
- Coordinadora del Presupuesto.
- Coordinadora de Tecnología y Formación de Recursos Humanos: CTC.
- Coordinadora de Medio Ambiente: CMA.
- Coordinadora de Seguridad Operacional: CSO.
- Coordinadora de Defensa de la Competencia: CDC.
- Núcleo de Seguridad Operacional de Exploración y Producción.
- Núcleo de Control de la Producción de Petróleo y Gas Natural.
- Núcleo de Informática: NIN.
- Centro de Atención al Consumidor.
- Centro de Documentación e Información: CDI.
- Centro de Investigaciones y Análisis Tecnológicos.

Las unidades de consulta y asesoramiento de la ANP son: Fiscalía General, Gabinete del Director General, Asesorías, Auditoría y Fiscalía, además de Comités, temporales y con objetivos, resultados y duración definidos.

La ANP tiene su Sede Central en Brasilia, en el Distrito Federal, una Sucursal en la ciudad de Río de Janeiro, RJ, y dos Unidades Administrativas Regionales, en las ciudades de São Paulo, SP, y de Salvador, en el Estado da Bahía.

Actualmente (en diciembre de 2007), la ANP cuenta con un total de 992 funcionarios. A continuación, detallamos el organigrama de la ANP.

Gráfico 12. *Organigrama de la ANP*



Fuente: ANP, 2007.

C. REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR DEL GAS NATURAL EN BRASIL

C.1. La oferta de gas natural

EXPLORACIÓN/PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Reservas de gas natural

La mayor parte de las reservas de gas natural en territorio brasileño se encuentran en forma asociada, razón por la cual la evolución de las reservas de gas natural en el país presenta un comportamiento similar a la evolución de las reservas de petróleo.

De la misma forma, las reservas probadas de gas también están ubicadas fundamentalmente en el mar, lo cual equivale a un 78,6%, y sólo Bacia de Campos, en el Estado de Río de Janeiro, posee casi el 42,2% de todas las reservas brasileñas.

En tierra se encuentra el 21,4% del volumen nacional, principalmente en el campo de Urucu, en el Estado del Amazonas, cuyos yacimientos terrestres corresponden a un 15,3% de las reservas nacionales probadas y en campos productores en el Estado de Bahía. Con respecto al crecimiento de las reservas probadas de gas natural *onshore*, cabe destacar el crecimiento de un 218,2% de las mismas en el Estado de Espírito Santo entre 2005 y 2006.

Cabe decir, sin embargo, que las reservas de gas natural están distribuidas de forma más dispersa por el territorio nacional que las reservas de petróleo.

En el período comprendido entre los años 1964 y 2006, las reservas probadas de gas natural crecieron un promedio del 7,5% a.a., debido, sobre todo, al esfuerzo continuo del país por reducir el grado de dependencia del petróleo. Los principales hallazgos se produjeron en Bacia de Campos (donde se encuentra la mayor concentración de campos gigantes del país, como Albacora, Marlim y Roncador), y en Bacia do Solimões (donde está el Pólo de Urucu, en que buena parte del gas es reinyectado, y el yacimiento de Juruá, aún sin aplicación comercial) (ANP, 2007b).

Por otro lado, considerando sólo el período 1997-2006, que comprende el cambio del modelo regulatorio brasileño de 1997, se desprende que las reservas probadas brasileñas presentaron un índice medio de crecimiento de un 4,8% a.a.

En 2006, el volumen de las reservas probadas de gas natural fue de 347.900 millones de m³, representando un aumento del 13,5% con respecto a 2005. Pese a ello, Brasil se mantuvo en el puesto 42 de los países poseedores de reservas probadas de gas natural. Dichas reservas representaron el 59% de las reservas totales de gas natural en territorio brasileño, cerca de 588.600 millones de m³, cuyo volumen aumentó en un 29,5% en el mismo período (ANP, 2007a).

Merece la pena añadir que los recientes descubrimientos en Bacia de Santos hicieron aumentar la expectativa de que se encuentren nuevas reservas de gas natural, principalmente en forma no asociada.

Producción

Respecto a la producción nacional de gas natural, los datos referentes al mes de julio de 2007 muestran un volumen de aproximadamente 50,4 millones de m³/d, un 0,57% más que la producción de julio de 2006. En este mismo período, el consumo propio en las áreas de producción fue de 8,16 millones de m³/d; la reinyección de gas alcanzó el volumen de 9,81 millones de m³/d; y la quema y pérdida de gas natural fueron de 6,30 millones de m³/d, lo cual representa el 12,50% de la producción total (ANP, 2007b).

En el período de 1997 a 2006, la producción nacional de gas natural presentó un crecimiento medio del 6,8% a.a. y, en 2006, esta producción registró un crecimiento del 3,6%, alcanzando un volumen de 12.700 millones de m³ y el puesto 35 entre los mayores productores mundiales de gas natural.

Con respecto a la relación reservas/producción (R/P), se produjo una disminución: mientras que en 1997 esta relación fue de 23,2 años, en 2006 fue de 19,7 años.

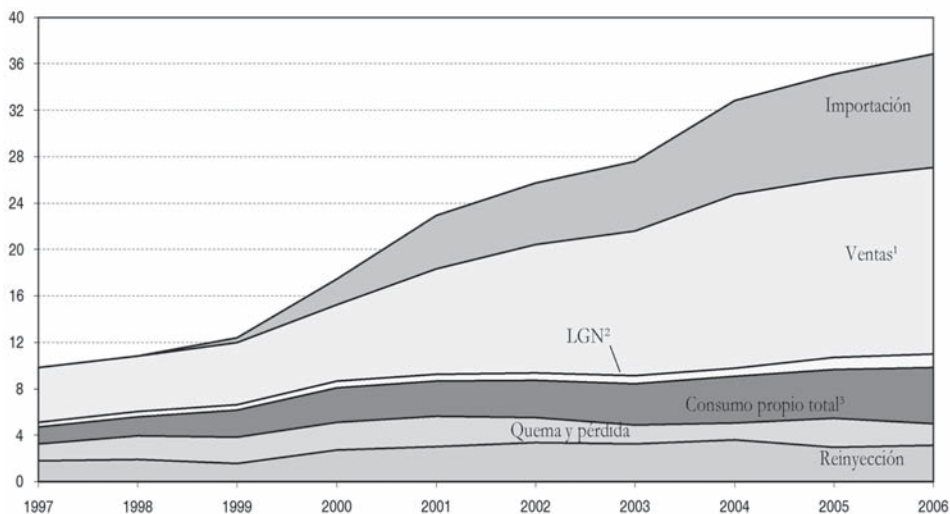
Del volumen total de gas natural producido en 2006, 1.900 millones de m³ (10,5%) fueron quemados y perdidos y 3.200 millones de m³ (17,9%) fueron reinyectados. Cabe destacar que este volumen de quemas y pérdidas de gas natural, tras haber experimentado una caída por tres años consecutivos y un aumento en 2005, volvió a registrar una reducción del 25,2% en 2006.

En lo que atañe a la oferta interna bruta de gas natural observada en 2006, ésta registró un alza del 6,8% con respecto al año anterior y un volumen de 22.100 millones de m³, de los cuales un 72,9% se destinó a las ventas y un 21,8% al consumo propio en las áreas de producción, refino, procesamiento y transporte, mientras que un 5,3% fue absorbido como líquido de gas natural, LGN.

El consumo propio total de gas natural fue de 4.800 millones de m³ en 2006, lo cual corresponde a un aumento del 14,1% en relación con 2005. De este consumo, 2.800 millones de m³ (58,3%) se destinó a las operaciones de producción y 2.000 millones de m³ a las refinerías, sistemas de transporte de gas natural y Unidades de Procesamiento de Gas Natural-UPGNs (41,7%) (ANP, 2007a).

El siguiente gráfico permite observar la evolución del gas natural en Brasil en el período 1997-2006.

GRÁFICO 13. *Evolución del balance del gas natural en Brasil de 1997 a 2006*



1. Incluye el consumo de las Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) pertenecientes a Petrobras.

2. Volumen en estado gaseoso.

3. Se refiere al consumo propio de Petrobras en las áreas de producción, refino, procesamiento y transporte de gas natural.

Fuente: Informe Anual Estadístico, 2007 (ANP, 2007a).

Regulación de las actividades de explotación/producción, regasificado, almacenamiento y transporte

En primer lugar, cabe mencionar que la regulación de los segmentos de explotación, desarrollo y producción de gas natural es llevada a cabo por la ANP, en base a los principios y directrices establecidos en la Ley n.º 9.478/97 y en el marco reglamentario pertinente.

De acuerdo con el artículo 23 de esta Ley, dichas actividades deben ser ejercidas mediante contratos de concesión, precedidos de un proceso de licitación, cuyos principales aspectos son: (i) el pago por la ocupación o retención de las áreas, recayendo en las concesionarias, en contraprestación, la propiedad del gas natural producido, mientras que las reservas correspondientes siguen perteneciendo a la Unión; (ii) el pago de los royalties; (iii) el pago de las participaciones especiales sobre campos de gran volumen de producción o de alta rentabilidad; (iv) las condiciones de devolución de las áreas; (v) la vigencia, duración del contrato y los plazos y programas de trabajo para las actividades de E&P; (vi) el compromiso de adquisición de bienes y servicios de proveedores nacionales; (vii) el compromiso de realización del Programa Exploratorio Mínimo propuesto en la oferta ganadora; y (viii) las responsabilidades de las concesionarias, incluidas las referentes a daños al medio ambiente.

El Contrato de Concesión prevé además que, en caso de riesgo de desabastecimiento de combustible en el país, las concesionarias atiendan de forma prioritaria las necesidades del mercado interno.

En el ámbito de las atribuciones de la autoridad reguladora, que serán realizadas directamente o mediante convenios con órganos de los Estados o del Distrito Federal, está el seguimiento y control permanente de las operaciones efectuadas en los bloques concedidos. El objetivo de este seguimiento consiste en asegurar que el concesionario adopte las mejores prácticas de la industria internacional del petróleo, con vistas también a garantizar la seguridad de las personas y equipos, la conservación de las reservas y de otros recursos naturales y la protección del medio ambiente. Para tal fin, el Contrato garantiza al regulador libre acceso a las áreas de la concesión y a las operaciones en curso, a los equipamientos e instalaciones utilizados, así como a todos los registros, estudios y datos técnicos disponibles, inspección de instalaciones y de equipamientos (ANP, 2007c).

En lo que concierne al regasificado, cabe destacar que esta actividad está regulada por la ANP, a través de la orden ANP n.º 170/98, en la que se expone que la construcción, ampliación y explotación de instalaciones de transporte o de transferencia de petróleo, sus derivados y gas natural, incluido el licuado (GNL), dependen de la previa autorización expresa de la Agencia.

De esta forma, las unidades de regasificado de GNL, consideradas como instalaciones de transporte o transferencia, quedan recogidas en dicho acto normativo.

En cuanto al estocaje de gas natural, aunque el artículo 6.º, XXIII, lo defina como «*almacenamiento de gas natural en depósitos propios, formaciones naturales o artificiales*» y el artículo 8.º, sección XVI, de la Ley n.º 9.478/97 establezca que es competencia de la ANP regular y autorizar las actividades relacionadas con el almacenaje y estocaje de productos sujetos a su regulación, la mencionada norma no las disciplina.

Cabe mencionar que, actualmente, está en proceso de aprobación en el Congreso Nacional un Proyecto de Ley específico para el gas natural, donde se dedica un capítulo a la regulación de la actividad de almacenamiento.

En lo que respecta a la actividad de transporte de gas natural, caracterizada tradicionalmente por ser un monopolio natural y con elementos que evidencian su carácter de industria de red, la misma se topa con fuertes barreras para la entrada de nuevos agentes, lo cual promueve una regulación expresa del monopolio.

En esta dirección, la Ley n.º 9.478/97, en su artículo 58, posibilita a cualquier interesado el uso de los conductos de transporte de gas natural y atribuye a la ANP la responsabilidad de: (i) fijar la tarifa en caso de que no haya acuerdo entre las partes implicadas; (ii) comprobar si el valor acordado entre los agentes es compatible con el mercado, y (iii) regular la preferencia que debe darse al propietario de las instalaciones con el objetivo de promover la máxima utilización de la infraestructura.

Ante la necesidad de promover la expansión de la capacidad de gas natural para atender al mercado brasileño, teniendo en cuenta las perspectivas de crecimiento de la demanda y el inminente agotamiento de la capacidad de inactividad del Gasoducto Bolivia-Brasil (GASBOL), así como la existencia de obstáculos localizados en la red nacional de transporte de gas, la Resolución ANP n.º 27/05, actualmente en vigor, reguló los procedimientos de oferta de capacidad, denominado Concurso Público de Asignación de Capacidad. Dichos procedimientos surgen de la expansión de los gasoductos existentes y de la construcción de otros nuevos y se instauran cuando las empresas manifiestan su interés en contratar una capacidad firme de transporte.

La empresa transportista debe, por tanto, permitir el acceso no restringido a sus instalaciones, así como a la conexión de éstas con otras instalaciones de transporte, excepto cuando la solicitud del servicio se refiera a instalaciones de transporte con menos de seis años desde el inicio de su explotación comercial. Cabe mencionar que el acceso de terceros se dará en la capacidad contratada inactiva, referente a la capacidad contratada menos la planta que esté siendo efectivamente utilizada, a través del Servicio de Transporte Interrumpible o en la capacidad disponible, referente a la capacidad total del conducto menos la capacidad contratada, a través del Servicio de Transporte Firme e Interrumpible.

En lo referente a la normativa de libre acceso, se publicaron: (i) la Resolución ANP n.º 28/05, que posibilita que la empresa expedidora, titular de un contrato de servicio de transporte firme, ceda a un tercero no transportador, total o parcialmente, su capacidad contratada de transporte, y (ii) la Resolución ANP n.º 29/05, que regula los criterios para el cálculo de tarifas de transporte por conductos de gas natural.

Infraestructura: capacidad de las instalaciones de procesamiento

En cuanto al procesamiento de gas natural, cabe mencionar que la capacidad nominal de procesamiento instalada en el año 2006 ascendió a 49,6 millones de m³/d, y fue realizada por 24 UPGNs.

El volumen total de gas natural procesado fue de 13.900 millones de m³ (38,1 millones de m³/d) y, como resultado de este procesamiento, las UPGNs nacionales produjeron 3,3 millones de m³ de GLP; 1,8 millones de m³ de C5 + (gasolina natural) y 12.700 millones de m³ de gas seco.

En la región nordeste, la capacidad instalada de procesamiento asciende a 17,2 millones de m³/d o, lo que es lo mismo, el 32,6% de la capacidad brasileña. La región sudeste posee una capacidad de procesamiento de 23,7 millones de m³/d y ocupa el primer lugar en el ránking nacional, con el 45,0% de la capacidad total.

En la región norte, a su vez, la capacidad de procesamiento es de 9,6 millones de m³/d, lo que equivale al 18,2% de la actual infraestructura de procesamiento de todo Brasil. Y, finalmente, con el 4,2% restante está la región sur de Brasil, con capacidad para procesar 2,2 millones de m³/d, aunque aún no esté operativa.

Teniendo en cuenta la expectativa de producción en el país, están previstas nuevas inversiones para el sector de procesamiento de gas natural. Los planes contemplan la implantación de tres unidades nuevas, las cuales permitirán una expansión de unos 13,1 millones de m³/d en la capacidad de procesamiento de gas natural brasileña.

No debemos olvidar, además, en el contexto de inestabilidad que atraviesa Bolivia, el mayor proveedor de gas natural de Brasil, que, con vistas a reducir los riesgos asociados al suministro de gas natural de este país y a garantizar la oferta de gas principalmente para la generación térmica, se encuentran en fase de desarrollo dos proyectos de GNL, ubicados en Pecem (CE) y en la Bahía Guanabara (RJ), con capacidad para regasificar 7,0 millones de m³/día y 20,0 millones de m³/día, respectivamente. Se prevé que ambos estén operativos en mayo de 2008.

Organización empresarial

Históricamente, la industria gasística nacional se constituyó según un modelo de monopolio estatal integrado, en el cual la empresa Petróleo Brasileiro, S. A. (PETROBRAS), ejercía el control de todas sus actividades, con excepción del segmento de la distribución, cuyo control, a partir de la Constitución de 1988, fue atribuido a los Estados de la Federación.

A partir de la reestructuración del sector público en Brasil a principios de la década de los 90, a la cual siguió el movimiento de reformas llevadas a cabo a nivel mundial, se observaron profundas transformaciones en las industrias del petróleo y gas natural, las cuales condujeron a cambios institucionales destinados a introducir presiones competitivas en los segmentos de *upstream* y *downstream*.

Siguiendo esta orientación, como ya se ha comentado, la Enmienda Constitucional n.º 9/95 determinó la quiebra legal del monopolio de PETROBRAS sobre las actividades de búsqueda y exploración de yacimientos de petróleo y gas natural, refinado de petróleo, comercio internacional de derivados, así como el transporte de petróleo, sus derivados y gas natural.

A partir de la eliminación de las barreras institucionales a la entrada, se permitió la apertura del proceso competitivo, con la participación de empresas privadas en distintas actividades de la industria, sobre todo en los segmentos de Exploración y Producción y comercialización, considerados potencialmente competitivos. Las actividades de transporte y distribución, no obstante, aún mantienen a día de hoy elevadas barreras a la entrada y salida, por estar constituidas como monopolios naturales.

Por esta razón, actualmente existen empresas privadas que actúan en el segmento de *upstream*, la mayoría de las veces, en colaboración con PETROBRAS. Con la continuidad de las Rondas de Licitación de Bloques Exploratorios, se espera que aumente el número de agentes con presencia dentro de esta actividad. En el segmento de los transportes, actúan en Brasil 12 (doce) empresas, estando 6 (seis) de ellas constituidas con participación accionista mayoritaria de la empresa estatal petrolera y 3 (tres) con participación de hasta el 50% del capital social de la misma.

Distribución

Regulación de la actividad

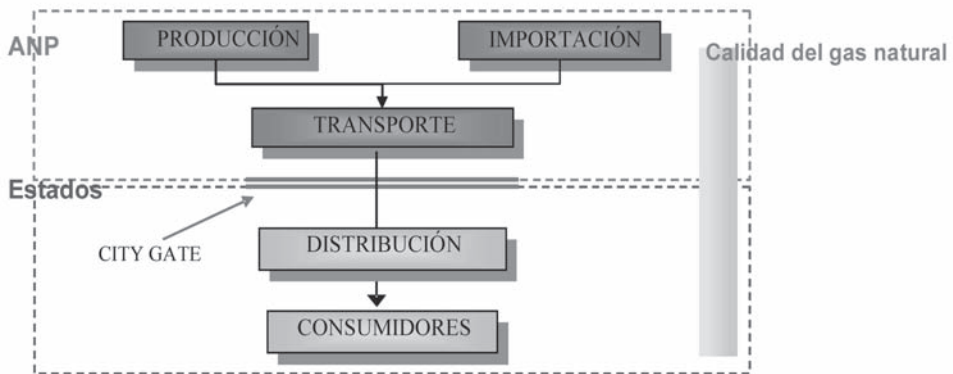
La Ley n.º 9.478/97 y la Constitución Federal son los principales marcos regulatorios de la industria gasística brasileña.

A partir de la modificación del artículo 25, § 2.º, de la Constitución Federal, realizada a través de la Enmienda Constitucional n.º 05/95, los Estados locales pudieron empezar a prestar el servicio de distribución en sus respectivos territorios y a otorgar concesiones para su operación por terceros.

Existen por tanto dos tipos de jurisdicción para las autoridades regulatorias en la industria del gas natural: (i) la ANP ejerce el control sobre la prospección, producción, importación, exportación y transporte interestatal hasta los *city-gates*; y (ii) los segmentos de distribución y comercialización de los Estados se someten a la jurisdicción de las Autoridades Reguladoras Estatales.

Desde entonces, se han creado en los distintos Estados una serie de organismos reguladores con competencia en el segmento de la distribución de gas natural. De hecho, algunos Estados han optado por la creación de Agencias Reguladoras Estatales, mientras que otros por Secretarías Estatales, con atribuciones para regular, supervisar y controlar la prestación de los servicios de distribución dentro de los límites geográficos estatales.

De esta forma, la regulación de la industria nacional de gas natural se encuentra bajo la responsabilidad tanto de la esfera federal como de la esfera estatal del gobierno, como se observa en el siguiente gráfico.

GRÁFICO 14. *Competencia Regulatoria en el Sector del Gas Natural en Brasil*

Fuente: SCM/ANP, 2002.

Infraestructura de la red de gasoductos

La red de distribución brasileña, con casi 12,9 mil km en 2005, es más extensa que la red de transportes y está concentrada en pocos estados de la región sudeste, principalmente en Río de Janeiro y São Paulo, cuya participación en el total de la red es de aproximadamente el 72%.

En estos Estados se encuentran las mayores distribuidoras del país, COMGÁS (SP) y CEG (RJ), tanto en volumen comercializado como en número de clientes y en extensión de la red de distribución.

En el ámbito del proceso de privatizaciones surgido en la década de los 90, estos Estados privatizaron sus distribuidoras, lo que permitió el aumento de las inversiones en expansión de las redes y su alcance a regiones situadas en el interior de los Estados.

Es importante citar que solamente COMGÁS y CEG atienden de forma relevante los mercados doméstico y comercial, pues éstos necesitan de una red de distribución más capilarizada. Las demás distribuidoras se concentran en atender a los mercados industrial y de generación eléctrica. Aunque, como en esos casos la red no es muy extensa, la atención se vuelca sólo en algunos clientes principales en distritos y áreas industriales (PRATES *et al.*, 2006).

En cuanto al sector automovilístico, el crecimiento del mercado de Gas Natural para Vehículos (GNV), ha hecho viable la expansión de redes de distribución a varias ciudades que antes no eran atendidas.

Existen algunos puntos importantes que conviene destacar y que, de alguna forma, explican la pequeña extensión de la red de distribución de gas natural en Brasil. En primer lugar, el control estatal ejercido sobre las empresas distribuidoras dificulta la obtención de financiación para la construcción de redes de distribución.

En segundo lugar, en los contratos de concesión, además de no fijarse metas para la expansión de la red, también hay aspectos que condicionan la inversión en nuevos gasoductos a una tasa de rendimiento muy elevada para un mercado de este tipo. Y, en tercer lugar, las restricciones en la oferta de gas natural, así como la participación cruzada existente entre algunas empresas distribuidoras de gas y distribuidoras de energía eléctrica retrasan las inversiones en la red. La participación cruzada crea un conflicto de intereses, pues el mercado eléctrico tiene prioridad de inversión por presentar una mayor madurez y penetración que el mercado de gas natural (PRATES *et al.*, 2006).

Organización empresarial

Los contratos de concesión para la explotación de servicios públicos de distribución, firmados entre las distribuidoras locales y los Estados brasileños, otorgan a las primeras la exclusividad de la distribución de gas canalizado y demás actividades relacionadas, en cualquier cantidad, en sus respectivas áreas de concesión, por plazos determinados.

Actualmente, existen 27 (veintisiete) distribuidoras de gas natural canalizado. No obstante, 7 (siete) de ellas no están en funcionamiento en el momento de la redacción de este artículo (ABEGÁS, 2007).

Regulación y retribución de las actividades: organización del mercado y precios

Hasta el año 1999, la política de precios para el gas natural en Brasil se limitaba a fijar un umbral vinculado al precio del fuelóleo (FO). La orden DNC n.º 24/94, determinaba una paridad del 75% entre el precio máximo de venta de gas natural para fines combustibles y el precio del fuelóleo A1, en base a la distribución principal, considerada la equivalencia energética entre dichos productos⁶. Cabe resaltar, también, que el precio de venta contemplado en esta orden no identificaba la fracción del precio relativa al transporte de gas natural.

Con la publicación de las Órdenes Interministeriales MF/MME 90 y 91 de 1999, los precios del fuelóleo pasaron a variar mensualmente, en función del mercado externo. El mismo año, la Orden Interministerial MF/MME n.º 92 ratificó las disposiciones de las anteriores y alteró la paridad entre el gas y el FO, desde la base de distribución hasta la refinería, ajustándola a un 86,22% para el gas nacional y a un 97,72% para el gas natural importado.

Tras la publicación de la Ley n.º 9.478/97, la flexibilización de las normas para la fijación de los precios del fuelóleo y la coyuntura desfavorable en el mercado internacional llevaron a un contexto de alta volatilidad de los precios máximos para el gas natural.

En este contexto, se publicó la Orden Interministerial MF/MME n.º 03/00 que fijó entonces precios máximos para las ventas de gas natural de producción nacio-

(6) En cuanto al precio del gas importado, cabe destacar que, posteriormente, el mismo fue limitado al 85% del FO A1.

nal a las distribuidoras estatales en los puntos de entrega (*city gates*). Estos precios máximos eran el resultado de la suma de dos partes, una relativa al transporte y otra al precio del producto (*commodity*) en la boca del pozo.

En la parte referente al producto, se incluían todos los costes y el pago hasta la entrada del gas en el sistema de transporte: producción, transferencia y procesamiento. En la parte referente al transporte, se consideraban los costes y el pago de la actividad de transporte.

Para la finalidad de regulación económica, la cuestión principal que recaía en el ámbito de dicha orden consistía en la separación de hecho entre las actividades de comercialización y transporte en la determinación del precio.

Debe destacarse que esta normativa fue establecida de forma transitoria, puesto que estaba prevista por ley la liberalización de precios en los mercados de petróleo y gas natural a partir del 31 de diciembre de 2001.

En la práctica, se consolidó un ambiente en que los precios de venta del gas natural nacional en los *city-gates* se negociaban libremente entre los comercializadores (expedidores) y las concesionarias estatales del servicio de gas canalizado, con cláusulas de reajuste previstas en los contratos firmados entre las partes.

Finalmente, debe aludirse al reglamento específico para el Programa Prioritario de Termoelectricidad (PPT), la Orden Interministerial MME/MF 176 de 2001, que establece el precio máximo del suministro de gas natural destinado a las termoeléctricas integrantes del Programa, independientemente del origen del gas (nacional o importado). Este Programa fue lanzado por el Gobierno Federal, en el ámbito del racionamiento de la energía eléctrica ocurrido en 2001, con vistas a promover una alternativa a la generación eléctrica a través de la hidroelectricidad.

En el intento de hacer viables los proyectos previstos en el PTT que serían atendidos con gas importado, más caro para las distribuidoras que el de producción nacional, se estableció un precio medio en base a una cartera compuesta por un 80% de gas importado y un 20% de gas nacional (ANP, 2003).

Los intercambios internacionales

Infraestructura de las interconexiones

La infraestructura para el tráfico de gas natural existente en Brasil aún se considera incipiente y necesita de grandes inversiones para la expansión de su red. Está compuesta por una red que mueve gas natural de origen nacional y otra que lo hace con el producto importado, sumando un total de 5.433,2 km de red y una capacidad de transporte de 71,5 millones de m³/d, de los cuales un 45,9% es explotado por PETROBRAS, a través de su filial Petrobras Transporte, S. A (TRANSPETRO), y el restante por nuevas entradas en el sector.

Los gasoductos que transportan gas de origen nacional suman 2.533,2 km de extensión. Los que mueven el producto importando suman 2.900,0 km y están formados por: GASBOL, que opera Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil, S. A (TBG); por el Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (tramos 1 y 3), que

opera Transportadora Sul Brasileira (TSB); y por el Gasoduto Lateral Cuiabá, que opera Gasocidente, con un volumen total de 35,3 millones de m³/d.

GASBOL, que entró en funcionamiento en 1999, es la mayor red de transporte del país y posee una extensión de 3.150 km (567 km en suelo boliviano y 2.583 km en suelo brasileño), y une Santa Cruz de La Sierra (Bolivia) con Porto Alegre (RS/Brasil). Esta infraestructura de conductos, con una capacidad de transporte de casi 30 millones de m³/día, en tuberías con diámetros entre 16 y 32 pulgadas, esta formada por dos tramos: el Tramo Norte, que une Corumbá (MS) con Guararema (SP) y el Tramo Sur, que une Campinas (SP) con la Refinería Alberto Pasqualini (REFAP), situada en Canoas (RS) (ANP, 2007b).

Cabe mencionar que, ante la perspectiva de incremento del mercado de gas natural, se están llevando a cabo varios proyectos para la expansión de la infraestructura de transporte en el país, los cuales deberán ir entrando en funcionamiento hasta el año 2010. De estos proyectos, destacan los complejos integrantes del Proyecto Redes y la expansión de la capacidad de GASBOL.

En las regiones nordeste, norte y de Espírito Santo sobresalen diversos gasoductos que unen las UPGNs a las centrales de consumo. A continuación se presenta la infraestructura de gasoductos brasileña.

Gráfico 15. *Infraestructura brasileña para el transporte de gas natural*



Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural de la ANP 2007.*

Regulación de las exportaciones e importaciones de gas natural

De acuerdo con el artículo 60 de la Ley n.º 9.478/97, cualquier empresa o consorcio de empresas cuya actividad económica, relacionada con la búsqueda y exploración, refino, importación y transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, sea regulada y controlada por la Unión y ejercida, mediante concesión o autorización, por empresas constituidas en virtud de las leyes brasileñas, con sede y administración en este país, podrá recibir la autorización de la ANP para ejercer la actividad de importación y exportación de petróleo y sus derivados, de gas natural y condensado.

Dicha actividad deberá ser ejercida, según el párrafo único de la citada ley, en cumplimiento de las directrices del Consejo Nacional de Política Energética, en concreto las relacionadas con el cumplimiento de las disposiciones del artículo 4.º de la Ley n.º 8.176/91, referente al Plan Anual de Mantenimiento Estratégico de Combustibles, obedeciendo también a las demás normas legales y reglamentos pertinentes.

Pese al hecho de que la exportación de gas natural es contemplada por la Ley n.º 9.478/97, no hay, hasta el momento, ningún acto normativo de la ANP que rijan esta actividad, dado que, a día de hoy, Brasil es un país importador de este producto energético.

En lo referente a la importación de gas para su comercialización en territorio brasileño, los agentes interesados en obtener la autorización para el ejercicio de esta actividad deberán cumplir con los requisitos permanentes de la Orden ANP n.º 43/98.

Magnitud y composición geográfica de los intercambios

PETROBRAS inició la importación de gas natural en agosto de 1999, adquiriendo el gas boliviano a través de GASBOL. A fecha de julio de 2007, el volumen importado por la empresa alcanzó los 27,55 millones de m³/d.

En julio de 2000, Sulgás ya había iniciado la importación de gas natural, adquiriendo el producto procedente de Argentina.

En 2001, dos nuevas empresas importadoras de gas empezaron a funcionar: la Empresa Produtora de Energía Ltda. (EPE) y BG Comércio e Importação Ltda. En agosto de ese año, la EPE inició la importación de gas boliviano destinado a la Planta Termoelectrica (PTE) de Cuiabá, circulando este gas por el gasoducto Lateral Cuiabá. A fecha de julio de 2007, el volumen importado por la EPE era de 1,12 millones de m³/d de gas natural.

La importación de gas natural boliviano por BG Comércio e Importação Ltda., que también mueve GASBOL, comenzó en septiembre de 2001, con destino a COMGÁS, empresa distribuidora que forma parte del Grupo BG. En el mes de julio de 2007, BG importó 0,32 millones de m³/día de gas natural.

En agosto de 2006, la sociedad Centro Oeste Gás e Serviços Ltda. (CGS) inició la importación de gas boliviano destinado al Estado de Mato Grosso, complemen-

tando el volumen importado por la EPE. En julio de 2007, el volumen importado por la empresa fue de 0,016 millones m^3/d de gas.

En este mismo período, la importación total de gas natural fue de 29,02 millones de m^3/d , lo cual supone una subida del 10,86% si se compara con el volumen importado en el mes de julio de 2006 (ANP, 2007b).

En 2006, las importaciones brasileñas de gas natural ascendieron a 9.800 millones de m^3 , volumen un 8,8% superior al registrado en 2005. En Bolivia se originó el 95,2% del volumen de gas natural importado por el país y el volumen restante procedió de Argentina.

En términos económicos, la importación de gas natural realizada por Brasil representó en 2006 un gasto de 1.600 millones US\$, cifra un 49,4% superior al año anterior, lo que se corresponde con un valor medio de 159,3 US\$/mil m^3 de gas importado (ANP, 2007a).

C.2. La demanda de gas canalizado

EL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Clasificación de la demanda y consumidores

El principal consumidor de gas natural en el año 2006 siguió siendo el sector industrial, con una demanda de 23,5 millones de $\text{m}^3/\text{día}$ y un crecimiento del 4,7% en relación con el año anterior. El consumo en la generación de energía eléctrica en centrales de servicio público se redujo de 9,1 millones de $\text{m}^3/\text{día}$ a 8,0 millones de $\text{m}^3/\text{día}$, y el consumo térmico del sector energético subió un 6,1%, alcanzando los 10,2 millones de $\text{m}^3/\text{día}$. En las centrales eléctricas autoproductoras, el consumo se elevó en un 2,5%, pasando a 3,4 millones $\text{m}^3/\text{día}$.

Cabe destacar, además, el crecimiento del 18,6% del consumo de gas natural en el sector de transporte por carretera entre los años 2005 y 2006 (ANP, 2007a).

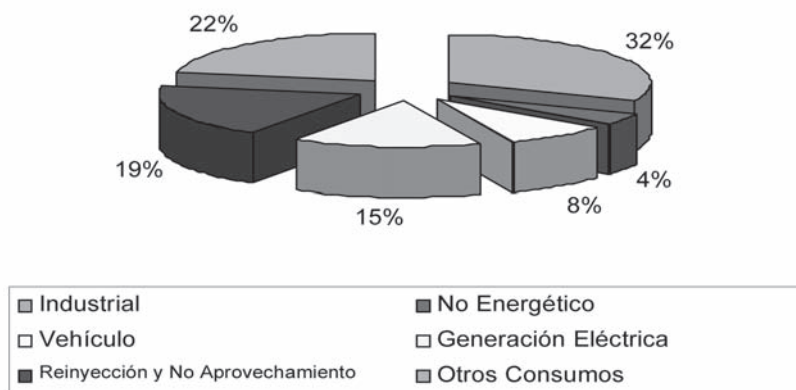
La estructura del consumo de gas natural en 2006 se muestra en el siguiente gráfico. Nótese que la porción de gas natural reinyectado y no aprovechado aún es significativa comparada con la demanda total.

El gas natural representó en 2006 el 9,6% de la matriz energética brasileña, con un aumento del 4,2 % en relación con el año 2000. Este producto es una fuente energética que en los últimos años ha tenido una gran penetración en la estructura productiva del país.

Consumo de gas natural y precios

Las ventas de gas natural alcanzaron en 2006 un volumen de 16.100 millones de m^3 , lo que supone un aumento del 4,3% en relación con 2005. En este año, el incremento más significativo de las ventas de gas natural se dio en la región sur, que registró una subida del 17,0%.

GRÁFICO 16. Estructura de Consumo de Gas Natural en Brasil en 2006



1. Sector industrial: incluye el consumo en refinerías y en la exploración y producción de petróleo.

2. Generación de energía eléctrica en centrales eléctricas de servicio público y en centrales eléctricas autoproductoras.

Fuente: *Balance Energético Nacional 2007 (EPE, 2007)*.

La región sudeste siguió representando la mayor parte del volumen de gas natural comercializado en el país, con un 63,4% del total en 2006. En esta región, fueron los Estados de São Paulo y Río de Janeiro los que registraron los mayores volúmenes de ventas del año: un 52,2% y un 36,6% respectivamente de las ventas de la región sudeste y un 33,1% y 23,2% de las ventas nacionales. A éstos les sigue el Estado da Bahía, con un 50,5% de las ventas de la región nordeste y un 10,3% de las ventas nacionales (ANP, 2007a).

En cuanto a los precios fijados para la actividad de distribución, vale la pena recordar que los mismos son regulados por las Agencias Reguladoras Estatales y están compuestos por el precio del producto (*commodity*) en la boca del pozo, la tarifa de transporte hasta las estaciones de entrega (*city-gate*) y el margen de la distribuidora.

En relación con el pago de las Participaciones Gubernamentales (*royalties* y participación especial), en el caso del gas natural, el precio adoptado en Brasil es igual a la media ponderada de los precios de venta (sin impuestos) acordados en los contratos de suministro entre concesionario y compradores, deduciendo las tarifas relativas al transporte de gas hasta los puntos de entrega. Al contrario que el petróleo, no existe precio mínimo para el gas natural. El precio de referencia del gas natural tiene en cuenta la existencia o no de la operación de venta. En caso de que no haya venta del gas natural producido, o la venta no refleje las condiciones del mercado, el precio de referencia será equivalente al precio de éste al entrar en el gasoducto de transporte, fijado por la Orden Interministerial MF/MME n.º 3/00, indexado según el precio internacional del fuelóleo. Este mecanismo fue establecido por la ANP a través de la Orden n.º 45/00.

Sistema de protección al consumidor

Como se ha mencionado anteriormente, la Agencia Reguladora Estatal se encarga de la regulación de toda la actividad de distribución de gas natural, incluida la protección de los derechos de los consumidores en este segmento. No obstante, la Ley del Petróleo atribuye también a la ANP la protección de los intereses de los consumidores en cuanto al precio, calidad y oferta de los productos que regula. Por tanto, de acuerdo con esta Ley, si la ANP tiene conocimiento de algún hecho que pueda constituir indicio de infracción, la Agencia deberá comunicarlo a los órganos brasileños de defensa de la competencia para que los mismos adopten las medidas pertinentes.

D. REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN BRASIL

D.1. Regulación de las actividades de exploración y producción

NORMAS GENERALES

DE ACUERDO CON LO DISPUESTO EN LA LEY 9.478/97, TODOS LOS DERECHOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN TERRITORIO NACIONAL, INCLUIDA LA PARTE TERRESTRE, EL MAR TERRITORIAL, LA PLATAFORMA CONTINENTAL Y LA ZONA ECONÓMICA EXCLUSIVA, PERTENECEN A LA UNIÓN, Y LA ANP SERÁ LA ENCARGADA DE SU ADMINISTRACIÓN.

EL ACERVO TÉCNICO CONSTITUIDO POR LOS DATOS E INFORMACIÓN SOBRE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS BRASILEÑAS ES TAMBIÉN CONSIDERADO PARTE INTEGRANTE DE LOS RECURSOS PETROLÍFEROS NACIONALES, SIENDO LA ANP LA ENCARGADA DE SU RECOPIACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN.

EN EL NUEVO MODELO SECTORIAL LA LEY DEL PETRÓLEO DETERMINÓ QUE LA CONTRATACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE BÚSQUEDA Y EXPLORACIÓN (EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN) DE LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL Y DE OTROS HIDROCARBUROS FLUIDOS SE REALIZARÍA MEDIANTE CONCESIÓN, PRECEDIDA DE LA CORRESPONDIENTE LICITACIÓN (ARTÍCULO 15 APARTADO 1, DECRETO 2.455, 1997).

LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN PREVEN DOS FASES: LA FASE DE EXPLORACIÓN Y LA FASE DE PRODUCCIÓN. EN LA FASE DE EXPLORACIÓN SE INCLUYEN LAS ACTIVIDADES DE EVALUACIÓN DE EVENTUAL HALLAZGO DE PETRÓLEO O GAS NATURAL, PARA DETERMINAR SU COMERCIALIDAD. LA FASE DE PRODUCCIÓN INCLUIRÁ TAMBIÉN LAS ACTIVIDADES DE DESARROLLO. SOLAMENTE PODRÁN OBTENER CONCESIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO O GAS NATURAL LAS EMPRESAS QUE CUMPLAN LOS REQUISITOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS Y JURÍDICOS ESTABLECIDOS POR LA ANP.

LA CONCESIÓN IMPLICA, PARA EL CONCESIONARIO, LA OBLIGACIÓN DE EXPLORAR LAS ÁREAS LICITADAS, POR SU CUENTA Y RIESGO Y, EN CASO DE ÉXITO, PRODUCIR PETRÓLEO O GAS NATURAL EN DETERMINADO BLOQUE, CONFIRIÉNDOLE LA PROPIEDAD DE ESOS BIENES, UNA VEZ EXTRAÍDOS, CON LAS CARGAS RELATIVAS AL PAGO DE LOS IMPUESTOS CORRESPONDIENTES Y DE LAS PARTICIPACIONES LEGALES O CONTRACTUALES PERTENECIENTES.

EN CASO DE ÉXITO EN LA EXPLORACIÓN, EL CONCESIONARIO DEBE SOMETER A LA APROBACIÓN DE LA ANP LOS PLANES Y PROYECTOS DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN Y LA ANP, A SU

vez, emitirá su opinión sobre dichos planes y proyectos, en un plazo máximo de ciento ochenta días. Por otro lado, transcurrido el plazo estipulado sin que la ANP se manifieste, los planes y proyectos serán considerados aprobados.

Cuando se trata de campos que se extiendan por bloques vecinos, donde actúen distintos concesionarios, éstos deberán ponerse de acuerdo para la individualización de la producción.

En caso de que las partes no lleguen a un acuerdo en el plazo fijado por la ANP, la agencia deberá determinar, por laudo arbitral, cómo se repartirán equitativamente los derechos y obligaciones sobre los bloques, en base a los principios generales del derecho aplicables.

Las concesiones se darán por terminadas en los siguientes casos:

- I. por el vencimiento del plazo contractual;
- II. por acuerdo entre las partes;
- III. por los motivos de rescisión previstos en el contrato;
- IV. al término de la fase de exploración, sin que se haya producido ningún hallazgo comercial, conforme a lo expuesto en el contrato;
- V. durante el transcurso de la fase de exploración, si el concesionario ejerce su opción de desistir y devolver las áreas en que, a su criterio, no se justifiquen inversiones con vistas al desarrollo.

La devolución de las áreas, así como el retorno de bienes, no implica carga de ninguna naturaleza para la Unión o para la ANP, ni confiere al concesionario ningún derecho de indemnización por los servicios, pozos, inmuebles y bienes reversibles, los cuales pasarán a ser propiedad de la Unión y a ser administrados por la ANP.

En cualquier supuesto por el que se ponga fin a la concesión, el concesionario deberá efectuar, por su cuenta, el desmontaje de los equipamientos y bienes que sean objeto de devolución, quedando obligado a reparar o indemnizar por los daños derivados de sus actividades y emprender las acciones de recuperación ambiental determinadas por los órganos competentes.

Queda permitida la cesión del Contrato de Concesión, conservando su objeto y condiciones contractuales, siempre que el nuevo concesionario cumpla con los requisitos técnicos, económicos y jurídicos establecidos por la ANP.

La cesión del contrato sólo podrá producirse si así lo autoriza previa y expresamente la ANP y el contrato para la exploración, desarrollo y producción de petróleo o gas natural no se extiende a ningún otro recurso natural, quedando el concesionario obligado a informar a la ANP de su descubrimiento, con la mayor prontitud y carácter exclusivo (LEI 9,478, 1997).

Bloques y campos concedidos

La Ley 9.478/97 redefinió el papel del Estado en la concesión y promoción de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en Brasil y,

de acuerdo con el nuevo modelo institucional, la Agencia Nacional del Petróleo realizó siete rondas de licitaciones para la concesión de bloques destinados a la exploración y producción de petróleo y gas natural, además de regularizar las áreas que ya se encontraban en fase de exploración por parte de Petrobras en el momento de promulgarse la Ley, en la llamada Ronda Cero de 1999.

Sobre la ANP recaen, entre otras atribuciones, la función de elaborar las bases y promover las licitaciones para la concesión de los derechos a ejercer las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural, celebrando los contratos pertinentes y controlando su ejecución (Ley 9.478/97). Tras la conclusión de la etapa de exploración y la eventual declaración de comerciabilidad de los campos, éstos pasan a las fases de desarrollo y producción.

Las Rondas de Licitación constituyen el punto principal de planificación de la expansión del sector del petróleo y gas brasileños en el nuevo modelo sectorial. Sin embargo, cabe mencionar que la producción actual, así como las proyecciones de producción a corto y medio plazo reflejan la planificación de Petrobras, que aún posee de hecho la casi totalidad de la producción de petróleo y gas del país.

Hasta el 31/12/2006 se habían concedido: 14 bloques aún en fase de exploración, 67 campos en fase de producción y 265 campos productores, a través de la Ronda Cero; 4 bloques exploratorios en la Primera Ronda; 13 bloques exploratorios en la Segunda Ronda; 22 bloques exploratorios en la Tercera Ronda; 18 bloques exploratorios en la Cuarta Ronda; 24 bloques exploratorios en la Quinta Ronda; 57 bloques exploratorios en la Sexta Ronda, y 95 bloques exploratorios en la Séptima Ronda de Licitaciones para la contratación de las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural en Brasil.

También hasta la fecha arriba mencionada, la ANP aceptó la devolución de 133 bloques declarados como no comerciables, es decir, bloques exploratorios que no llegaron a las etapas de desarrollo y producción. La mencionada devolución se dio de la siguiente forma: 26 bloques fueron devueltos en el año 1999; 3 en 2000; 44 en 2001, 18 en 2002, 14 en 2003, 9 en 2004, 6 en 2005 y 13 en 2006. En relación con las Rondas en las que se licitaron los bloques devueltos: 89 bloques exploratorios devueltos fueron concedidos en la Ronda Cero, 8 en la Primera Ronda, 8 en la Segunda Ronda, 13 en la Tercera Ronda, 2 en la Cuarta Ronda, 3 en la Quinta Ronda y 10 en la Sexta Ronda de Licitaciones.

De esta forma, la ANP administraba a 31/12/2006 los contratos de concesión referentes a 247 bloques exploratorios, 66 campos en desarrollo y 264 campos productores.

El cuadro 1 presenta las principales características de las siete Rondas de Licitación promovidas por la ANP hasta finales de 2005⁷.

(7) La Octava Ronda de Licitaciones fue realizada en noviembre de 2006; sin embargo, por una serie de problemas legales fue cancelada antes de finalizar. La Novena Ronda fue realizada en noviembre de 2007, pero sus resultados finales aún no están disponibles en el momento de la elaboración de este artículo.

CUADRO 1. *Características de las Rondas de Licitación promovidas por la ANP*

Rondas de Licitación	1. ^a Ronda (1999)	2. ^a Ronda (2000)	3. ^a Ronda (2001)	4. ^a Ronda (2002)	5. ^a Ronda (2003)	6. ^a Ronda (2004)	7. ^a Ronda (2005)
Bloques Ofertados	27	23	53	54	908	913	1.134
Bloques Concedidos	12	21	34	21	101	154	251
Bloques <i>Onshore</i> Concedidos	0	9	7	10	20	89	n.d.
Bloques <i>Offshore</i> Concedidos	12	12	27	11	81	65	n.d.
Área Concedida (km ²)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	194.739
Área <i>Offshore</i> Concedida	54.660	37.846,7	46.266	14.669	21.254	36.811	7.735
Cuencas Sedimentarias	8	9	12	18	9	12	18
Empresas Ganadoras	11	16	22	14	6	19	41
Nuevos Operadores	6	8	8	5	1		n.d.
Contenido Local Medio-Fase de Exploración	25%	42%	28%	39%	78,8%	85,7%*	74%**
Contenido Local Medio-Fase de Desarrollo y Producción	27%	48%	40%	54%	85,6%	88,8%*	81%**
Levantamiento Sísmico 2D Mínimo (km de líneas)	43.000	45.850	44.700	17.000	83.700	Variable	Variable
N.º Mínimo de Pozos Exploratorios para ser perforados	58	96	136	83	210	Variable	Variable
Valor Ofrecido (millones de US\$) (8)	181,0	262	241	34	9	222	485
Inversión Mínima en el Primer Período Exploratorio (millones de US\$ en tres años)	65	60	51	28,5	121***	681***	828,9 ***

* Media ponderada a partir de la Cuarta Ronda.

** Solamente bloques exploratorios (acumulaciones marginales con contenido local mínimo obligatorios del 70%).

*** Valores expresados en dólares a día de la ronda, ofertados en Unidades de Trabajo.

Fuente: Mariano, 2007.

Los hallazgos hasta el momento actual, con las investigaciones sísmicas ya realizadas en Brasil, indican que las cuencas *offshore*, en especial en aguas profundas, son las áreas más prospectivas y, consecuentemente, de mayor interés. Esto justifica

(8) Estos valores están expresados en dólares el día en que se realizaron las ofertas; no están actualizados a dólares de 2006.

el hecho de que la gran mayoría de los bloques ofertados en las Rondas de Licitaciones sean marítimos. También merece la pena destacar que más del 80% del petróleo producido en el país es originario de Bacia de Campos, también marítima, poseedora de grandes yacimientos situados en aguas profundas y ultraprofundas. Del total de las reservas (probadas y totales) de Brasil, un 90% se encuentra en Cuencas *Offshore*, y, de éstas, casi un 80% se encuentra por encima de los 400 metros de profundidad (ANP, 2005).

Reservas y producción de petróleo en Brasil

Al analizarse las tendencias de la industria del petróleo nacional, sobre todo en cuanto a la evolución de la demanda y de la producción de derivados de petróleo en las últimas décadas, la situación de las reservas nacionales de hidrocarburos y al nuevo escenario institucional vigente, es posible prever que el petróleo y el gas natural seguirán desempeñando un papel importante en la matriz energética brasileña en el futuro. En 2006, el petróleo representó un 40,3% del total de la producción de energía primaria en el país, mientras que el gas natural representó el 8,9% (MME, 2007).

En el nuevo contexto regulatorio, el objetivo del gobierno brasileño es mantener el país autosuficiente en la producción de petróleo a través de la apertura sectorial, contando para ello con la participación y con las nuevas inversiones de la iniciativa privada y con las reestructuraciones que atravesó Petrobras. La autosuficiencia en la producción de petróleo fue alcanzada en 2006 (PETROBRAS, 2006 y ANP, 2007). No obstante, cabe recordar que Brasil, aun así, necesita importar petróleo ligero para atender al perfil de la demanda interna de derivados, y también a las características del parque de refino nacional, pues el petróleo brasileño es, en su mayor parte, de tipo pesado (MARIANO, 2007).

Las reservas totales de petróleo ascendieron a 18.200 millones de barriles al final del ejercicio 2006, reflejando una tasa de crecimiento anual en los últimos diez años del 2,8%. Las reservas probadas correspondieron a 12.200 millones de barriles en 2006 (volumen un 3,5% superior al registrado en 2005), representando un 67,0% de las reservas totales. En 2006, Brasil ocupó el puesto 17 del *ranking* mundial de reservas probadas de petróleo, al igual que el año anterior.

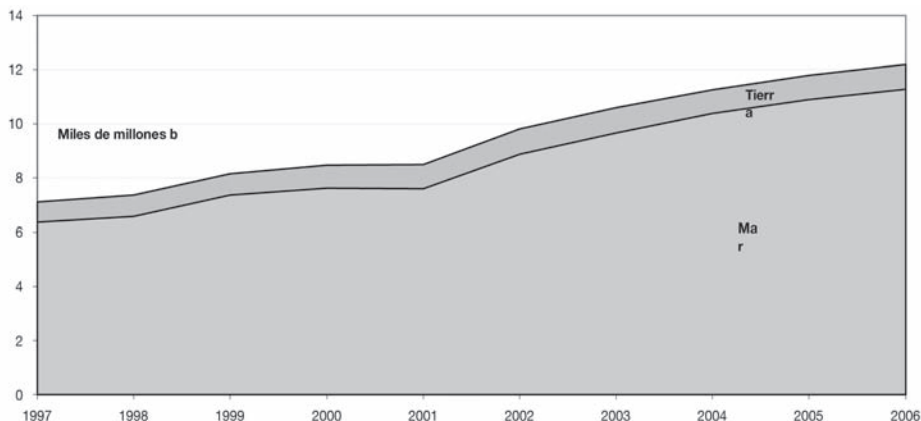
De las reservas nacionales probadas, un 92,6% se encontraba en el mar, destacando Río de Janeiro (con un 86,6% de las reservas probadas *offshore*), y un 7,4% se situaba en yacimientos terrestres. En 2006, el mayor crecimiento de las reservas probadas fue registrado en los yacimientos *offshore* del Estado de Espírito Santo, que aumentaron un 14,2%.

En 2006, 8.287 pozos sumaron el total de la producción de petróleo y de gas natural, cifra un 3,6% superior a la registrada en 2005. Los pozos localizados en tierra, un 90,8% del total, registraron un aumento del 3,4% en este período. Por su parte, los pozos marítimos (9,2% del total) supusieron un aumento del 5,4% entre 2005 y 2006.

En el año 2006, la producción diaria de petróleo de Brasil (incluido el crudo y condensado, excluidos Líquidos de Gas Natural (LGN), aceite de esquisto, GLP y

C₅⁺) fue de 1,7 millones de barriles/día (628,8 millones de barriles al año), lo cual supone un aumento del 5,5% con respecto a 2005. Entre 1997 y 2006 se produjo un crecimiento medio anual del 8,3% en la producción de petróleo del país. En 2006 Brasil se mantuvo en el puesto 16 de los mayores productores mundiales de petróleo, incluido el crudo, condensado y LGN.

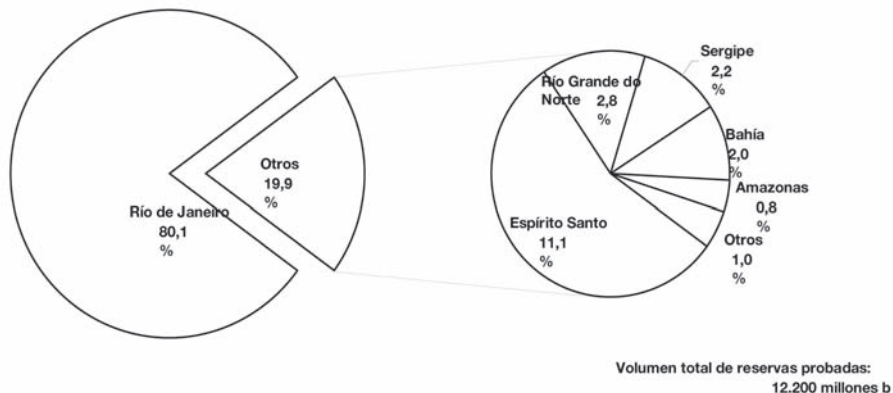
Gráfico 17. *Evolución de las Reservas Probadas de Petróleo, por Ubicación (tierra y mar) entre 1997 y 2006*



Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

Nota: 1. Reservas a 31/12 en los años de referencia. 2. Incluye condensado.

GRÁFICO 18. *Distribución porcentual de las reservas probadas de petróleo, según las Unidades de la Federación, a 31/12/2006*



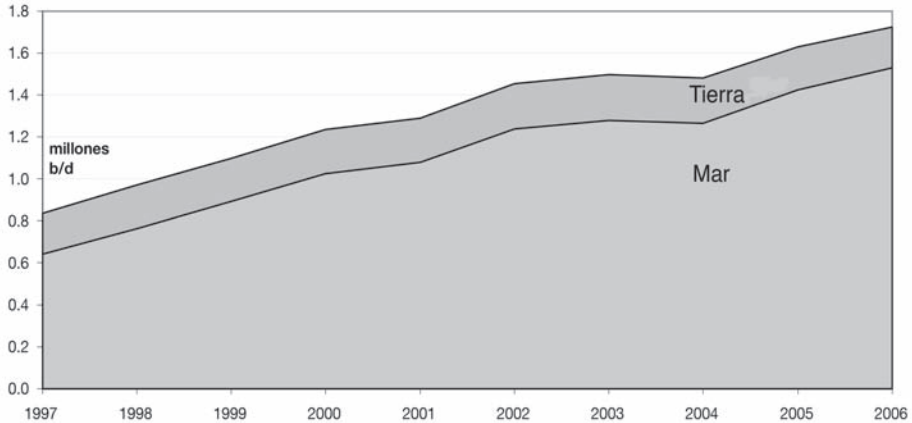
Nota: 1. Incluye condensado.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

La relación reserva/producción (R/P) pasó de 23,2 años en 1997 a 19,4 años en 2006. De media, este índice se redujo un 2,0% anual en los últimos diez años.

La mayor parte de la producción nacional de petróleo (excluido el LGN) fue extraída de campos marítimos, responsables del 88,7% del total producido. El estado de Río de Janeiro respondió por el 94,9% de la producción marítima y por el 84,2% de la producción total.

Gráfico 19. *Evolución de la Producción de Petróleo en Brasil, en Tierra y Mar entre 1997 y 2006*



Nota: Incluye condensado, pero no incluye otros componentes del LGN (GLP e C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 009/00.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

TRAS LAS RONDAS DE LICITACIÓN PROMOVIDAS POR LA ANP ENTRE 1999 Y 2006, 44 CONCESIONARIAS, INCLUIDA PETROBRAS, REALIZABAN ACTIVIDADES EXPLORATORIAS EN EL MERCADO PETROLÍFERO BRASILEÑO A 31/12/2006. CATORCE EMPRESAS, ADEMÁS DE PETROBRAS, TAMBIÉN ACTUABAN EN CAMPOS EN LA FASE DE PRODUCCIÓN, OCHO DE ELAS EN COLABORACIÓN CON PETROBRAS.

DE LOS 247 BLOQUES EXPLORATORIOS EN ACTIVIDAD A FINALES DE 2006, 73 ESTABAN SIENDO EXPLOTADOS ÚNICAMENTE POR PETROBRAS, 100 SIN PARTICIPACIÓN DE PETROBRAS, Y LOS DEMÁS EXPLOTADOS A TRAVÉS DE COLABORACIONES ENTRE PETROBRAS Y OTRAS COMPAÑÍAS.

EN LOS 66 CAMPOS EN DESARROLLO EXISTENTES A 31/12/2006, AÚN SE OBSERVABA UNA GRAN CONCENTRACIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN MANOS DE PETROBRAS, QUE ACTUABA SOLA EN 45 DE ESTOS CAMPOS Y CONTABA CON 14 COLABORACIONES. EN ESTA FECHA, LAS SIGUIENTES EMPRESAS OPERADORAS MANTIENIAN UNA COLABORACIÓN CON PETROBRAS: ESSO, SHELL, MANATI, NORSKE, RIO DAS CONTAS, CHEVRON, FRADE JAPÃO, KERR-MCGEE, DEVON ENERGY, SK BRASIL, UNOPASO, RECÔNCAVO E&P, QUEIROZ GALVÃO, PETROSYNERGY Y COPIEX.

En relación con los 264 campos productores, se observa que, a 31/12/2006, sólo 18 contaban con la participación de Petrobras y otros ocho campos emanaban de colaboraciones entre la empresa y otras concesionarias. Los demás campos productores eran concesiones de Petrobras sin colaboración.

A finales de 2006, 60 grupos económicos de la industria del petróleo estaban operando en Brasil, 32 de ellos de origen brasileño y 28 de origen extranjero, procedentes de otros 13 países.

Cabe recordar que Petrobras, tras la flexibilización del monopolio estatal, se convirtió en una empresa de capital abierto y una sociedad de economía mixta de derecho privado, bajo control de la Unión con una duración indefinida y que se regía por las normas de la Ley de Sociedades por Acciones (Ley n.º 6.404, de 15 de diciembre de 1976) y por sus estatutos sociales. El control de la Unión es ejercido mediante la propiedad y titularidad de, al menos, el 50% más una acción de capital con derecho a voto de la sociedad.

Organización de los mercados y precios: precios de referencia del petróleo

De acuerdo con el Decreto n.º 2.705/98, conocido como «Decreto de las Participaciones Gubernamentales», los precios de referencia del petróleo y del gas natural se utilizan para la determinación del valor de la producción de estos hidrocarburos con el objeto de poder calcular los *royalties* y la participación especial.

En referencia al petróleo, se adopta como precio de referencia la media ponderada de los precios de ventas (sin impuestos) aplicados por la empresa en el respectivo mes o un precio mínimo establecido por la ANP, aplicándose el que fuera superior. En cuanto al precio de venta del petróleo, éste corresponde al precio del producto expedido a la salida del área de concesión, o libre a bordo (FOB, *free on board*). El precio del petróleo lo calcula la ANP en base al valor medio mensual de un patrón básico propuesto por el concesionario (la ANP queda facultada para no aceptar la metodología propuesta y sugerir un nuevo patrón básico al concesionario), compuesto por hasta cuatro tipos de petróleo que cotizan en el mercado internacional, cuyas características físicoquímicas sean similares a las del petróleo producido en los términos establecidos en el Decreto de las Participaciones Gubernamentales. En ausencia de estas propuestas, el precio lo decidirá la ANP, en virtud de la Orden ANP n.º 206/00, que establece la metodología de cálculo del precio mínimo del petróleo producido mensualmente en cada campo, adoptado para poder calcular los *royalties* y la participación especial.

En 2006 el precio medio de referencia del petróleo disminuyó en un 3,3% en relación con 2005. El valor de los precios medios de referencia del petróleo alcanzó la media de 88,43 R\$/bbl (40,64 US\$/bbl) en 2006 (cuadro 2).

Regulación de las actividades de refinación

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 9.478/97, cualquier empresa o consorcio de empresas que estén constituidos bajo el derecho brasileño, con sede

CUADRO 2. Tabla de precios medios de referencia del petróleo según las Unidades de la Federación entre 2000 y 2006

Unidades de la Federación	R\$/barril										US\$/barril									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006						
Brasil	40,00	44,55	62,96	73,22	89,21	102,23	88,43	21,87	18,96	21,55	23,85	30,47	42,01	40,64						
Amazonas	51,38	56,69	73,32	88,65	112,46	112,46	106,21	28,06	24,13	25,10	28,88	38,41	46,21	48,80						
Ceará	43,55	47,16	65,33	75,41	88,72	102,62	72,04	23,80	20,07	22,36	24,56	30,30	42,17	33,10						
Río Grande do Norte	47,26	50,41	68,66	81,36	99,19	114,05	91,45	25,81	21,46	23,50	26,50	33,88	46,87	42,02						
Alagoas	51,10	56,18	73,30	88,22	109,25	129,96	104,04	27,88	23,91	25,24	28,74	37,31	53,40	47,81						
Sergipe	42,88	46,34	63,89	72,62	83,76	98,14	90,30	23,43	19,72	21,87	23,65	28,60	40,33	41,49						
Bahía	49,47	54,12	71,36	84,41	103,82	125,42	95,77	26,99	23,03	24,42	27,50	35,46	51,54	44,00						
Espírito Santo	47,02	50,79	66,78	69,57	75,55	89,50	78,90	25,69	21,62	22,86	22,66	25,80	36,78	36,25						
Río de Janeiro	38,00	42,80	61,76	71,73	87,41	87,41	84,43	20,79	18,22	21,14	23,36	29,85	35,92	38,80						
São Paulo	52,49	59,24	75,09	92,08	118,19	98,14	107,43	28,70	25,21	25,70	29,99	40,37	48,57	49,36						
Paraná	48,60	59,14	60,21	86,10	115,76	115,76	53,77	26,52	25,17	20,61	28,05	39,54	47,57	24,71						
Santa Catarina	53,08	59,14	28,97	25,17						

Notas: 1. Precios en valores actuales.

2. Solamente se enumeran las Unidades de la Federación que tienen una producción de petróleo en el período indicado.

3. Los precios anteriores no sirven como base para el cálculo de las participaciones gubernamentales, ya que son medias ponderadas sólo por los volúmenes de producción por campo y no consideran las partes proporcionales de royalties y participación especial por campo productor.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

y administración en el país, podrá remitir a la ANP su propuesta, junto con el respectivo proyecto, para la construcción y operación de refinerías y de unidades de procesamiento y almacenaje de gas natural, así como para la ampliación de su capacidad.

La ANP deberá establecer los requisitos técnicos, económicos y jurídicos que deberán satisfacer los candidatos, así como las exigencias del proyecto en cuanto a protección ambiental y seguridad industrial de las instalaciones y de la población.

Satisfechos los requisitos previamente mencionados, la ANP otorgará su pertinente autorización. Se permite la cesión de la titularidad de esta autorización, mediante la aprobación previa y expresa de la ANP, siempre que el nuevo titular cumpla con los requisitos anteriormente expuestos (Ley 9.478, 1997).

Infraestructura para el refino

En 2006, el parque de refino brasileño estaba compuesto por 13 refinerías nacionales que sumaban una capacidad de refino de 320,6 mil m³/día. La capacidad de refino medida en barriles por día de calendario, considerando un uso del 95%, fue de aproximadamente 304,6 mil m³/día. De estas refinerías, 11 pertenecían a Petrobras (una de ellas, REFAP, Refinaria Alberto Pasqualini, S. A., en asociación con Repsol-YPF) y respondieron al 98,5% de la capacidad total, y dos eran privadas (la Refinaria de Manguinhos, perteneciente a Repsol-YPF y al Grupo Peixoto de Castro, y la Refinaria Ipiranga, perteneciente a la Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga).

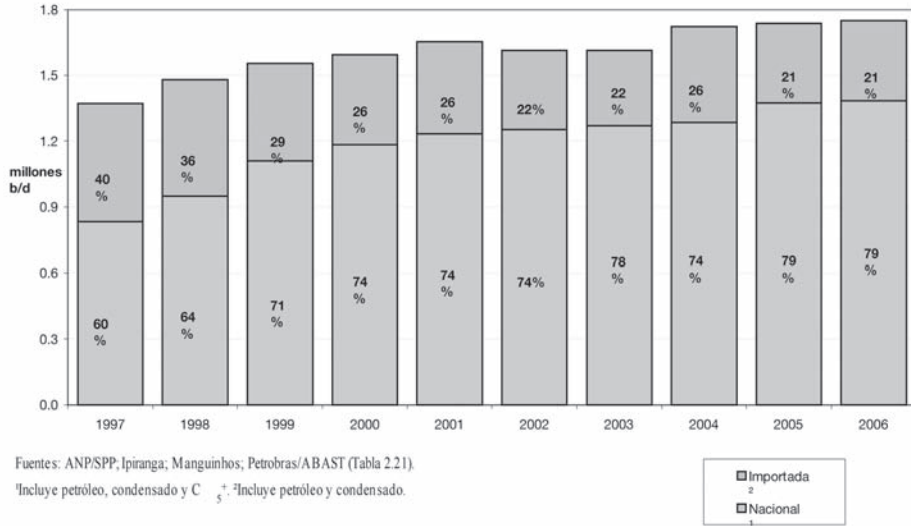
REPLAN (SP) era en 2006 la refinería brasileña con mayor capacidad instalada, un 18,1% del total nacional. Las refinerías de la región sudeste sumaron el 61,8% de la capacidad total del país.

En el año 2006 el parque de refino nacional procesó cerca de 1,7 millones de barriles diarios de petróleo (639 millones de barriles al año), volumen un 0,7% superior al procesado el año anterior. Además del petróleo, algunas refinerías brasileñas, REDUC (RJ) y RLAM (BA), también procesan LGN, cuyo volumen procesado en 2006 (44,5 mil barriles diarios) subió un 28,3% frente al año anterior. Del total de petróleo procesado en 2006, un 78,6% era de origen nacional.

En 2006, REPLAN (SP) fue responsable del 19,5% del volumen total de petróleo procesado en el país, refinando una media diaria de 341,7 mil barriles. Esta refinería fue la que procesó la mayor cantidad de petróleo de origen nacional (21,0% del total). REDUC (RJ) fue la refinería brasileña que procesó el mayor volumen de petróleo importado (25,0% del total) y de Líquidos de Gas Natural, LGN (83,4% del total).

Cabe destacar que prácticamente todo el petróleo procesado en la refinería Ipiranga (RS) en 2006 fue de origen importado, mientras que LUBNOR (CE) sólo procesó petróleo de origen nacional.

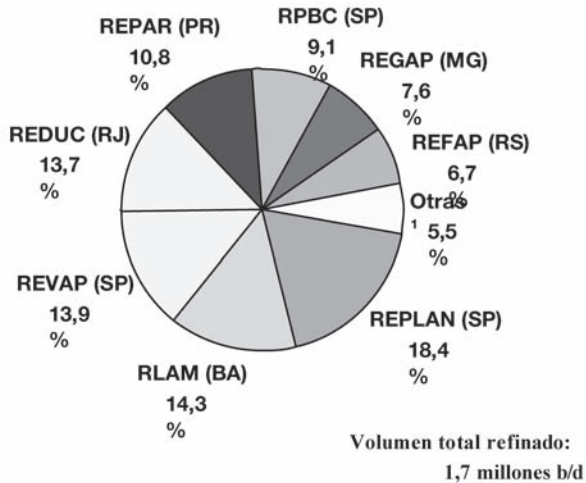
GRÁFICO 20. Evolución del volumen de petróleo refinado, según su origen (nacional e importado) de 1997 a 2006



1. Incluye petróleo, condensado y C₅+
2. Incluye petróleo y condensado.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

GRÁFICO 21. Participación de las Refinerías en el Refino en 2006



1. Incluye Ipiranga (RS), LUBNOR (CE), Manguinhos (RJ), RECAP (SP) y REMAN (AM).

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 3. *Capacidad de refino de las refinерías brasileñas a 31/12/2006*

Refinería	Municipio (UF)	Inicio de operación	Capacidad nominal (m ³ /día)
Total			320.650
REMAN-Refinaria Isaac Sabbá	Manaus (AM)	1956	7.300
LUBNOR-Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	1.100
RLAM-Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (AM)	1953	51.350
REGAP-Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	24.000
REDUC-Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	38.500
MANGUINHOS-Refinaria de Petróleos de Manguinhos, S. A.	Río de Janeiro (RJ)	1954	2.200
RECAP-Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	8.500
REPLAN-Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	1972	58.000
REVAP-Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	40.000
RPBC-Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	27.000
REPAR-Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	1977	30.000
REFAP-Refinaria Alberto Pasqualini, S. A.	Canoas (RS)	1968	30.000
IPIRANGA-Refinaria de Petróleo Ipiranga, S. A.	Río Grande (RS)	1937	2.700

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 4. *Evolución de la capacidad de refino de las refinerías brasileñas de 1997 a 2006*

Refinerías (Unidad de la Federación)	Capacidad de refino (m ³ /día)									
	Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Total</i> ¹	292.840	295.890	300.500	309.500	309.500	310.200	320.550	320.550	320.650	320.650
IPIRANGA (RS)	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
LUBNOR (CE)	950	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.100	1.100
MANGUINHOS (RJ)	1.590	1.590	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
RECAP(SP)	7.000	7.000	7.000	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
REDUC (RJ)	36.000	36.000	36.000	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500
REFAP (RS)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
REGAP (MG)	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
REMAN (AM)	2.300	2.300	2.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
REPAR (PR)	27.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	3.000	30.000
REPLAN (SP)	52.000	52.000	56.000	56.000	56.000	56.000	58.000	58.000	58.000	58.000
REVAP (SP)	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	36.000	40.000	40.000	40.000	40.000
RLAM (BA) ²	47.000	47.000	47.000	47.000	47.000	47.000	51.350	51.350	51.350	51.350
RPBC (SP)	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
Total ³ (m ³ /día de calendario)	278.198	281.096	285.475	294.025	294.025	294.690	304.523	304.523	304.618	304.618
Factor de Utilización ⁴ (%)	78,4	83,7	86,5	86,2	86,4	87,0	84,2	89,9	90,7	91,3

1. Capacidad nominal en m³/día.

2. RLAM tiene una fábrica de asfalto con capacidad para 600 m³/día.

3. Capacidad de refino por día de calendario, considerando un factor medio del 95%.

4. Factor de uso de las refinerías, considerando el petróleo procesado al año.

Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.*

D.2. Transporte y distribución: transporte de petróleo y sus derivados

REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS

DE ACUERDO CON LO DISPUESTO EN LA LEY 9.478/97, UNA VEZ CUMPLIDAS LAS DISPOSICIONES DE LAS LEYES PERINENTES, CUALQUIER EMPRESA O CONSORCIO DE EMPRESAS CONSTITUIDAS EN VIRIUD DELDERECHO BRASILEÑO, CON SEDE Y ADMINISTRACIÓN EN EL PAÍS, PODRÁ RECIBIR LA AUTORIZACIÓN DE LA ANP PARA CONSTRUIR INSTALACIONES Y EFECTUAR

cualquier modalidad de transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, ya sea para suministro interno o para la importación y exportación.

Siempre que fuera necesario, la ANP dictará las normas sobre la competencia de los interesados y las condiciones para la autorización y cesión de su titularidad, siempre que se cumplan los requisitos de protección ambiental y seguridad del tráfico.

De acuerdo con la regulación del sector, cualquier interesado estará facultado para usar los conductos de transporte y los terminales marítimos existentes o que serán construidos, mediante la retribución adecuada al propietario de las instalaciones.

En caso de que no haya acuerdo entre las partes, la ANP fijará el valor y la forma de pago adecuada, pudiendo también la misma comprobar si el valor acordado es compatible con el mercado y regular la preferencia atribuible al propietario de las instalaciones para el transporte de sus propios productos, con el objetivo de promover la máxima utilización de la capacidad de transporte a través de los medios disponibles (Ley 9.478, 1997).

Infraestructura y redes de distribución

Para hacer viable el transporte de petróleo, sus derivados y alcohol etílico en el territorio nacional, Brasil disponía en 2006 de 93 terminales autorizadas para funcionar, con nueve centros colectores de alcohol, 54 terminales marítimos y 30 terminales terrestres. Estos terminales poseían una capacidad nominal de almacenamiento de 11,6 millones de m³, distribuida en 1.413 tanques a 31/12/2006.

La capacidad nacional de almacenamiento se subdividía en 5,4 millones de m³ destinados al petróleo, 5,9 millones de m³ para los derivados (salvo GLP) y el restante (0,3 millones de m³) reservado al almacenamiento de GLP.

Los terminales marítimos concentraron la mayor parte de la capacidad normal de almacenamiento nacional y el mayor número de tanques autorizados: 68,8% y 72,6% del total, respectivamente.

En relación con las Unidades de la Federación, São Paulo fue la que registró la mayor capacidad de almacenamiento en terminales y el mayor número de tanques: 5,8 millones de m³ (49,4% de la capacidad nacional) en 724 tanques (51,2% de los tanques disponibles en el país).

En el año 2006, la infraestructura de conductos nacional estaba compuesta por 511 conductos destinados al transporte de petróleo, derivados, gas natural y otros productos. Dichos conductos se corresponden con 15,4 mil km de extensión, divididos en 10,3 mil km para transporte y 5,1 mil km para transferencia.

Con una extensión de 7,7 mil km, 83 conductos se destinaban al traslado de gas natural; 366 conductos, con una extensión de 5,8 mil km, al transporte de derivados; 29 conductos, con una extensión de 1,9 mil km, al transporte de petróleo y los 51 km restantes, compuestos por 33 conductos, se destinaron al tráfico de los demás productos, como el alcohol, disolventes y otros de menor importancia.

CUADRO 5. *Cantidad y Extensión de los Conductos en Operación por Función, a 31/12/2006*

Productos transportados	Conductos en operación		
	Función	Cantidad	Extensión (km)
Total		511	15.437
Derivados	Transferencia	268	1.005
	Transporte	98	4.835
Gas natural	Transferencia	59	2.228
	Transporte	24	5.434
Petróleo	Transferencia	29	1.885
Otros ¹	Transferencia	29	35
	Transporte	4	16

1. Incluye los conductos para el transporte de alcohol anhidro, alcohol hidratado, aguarrás y metanol, etano y propano de consumo interno para la industria petroquímica, gasolina de pirólisis y propileno de consumo interno para la industria petroquímica.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

En 2006 Brasil contaba con una infraestructura de distribución de combustibles compuesta por 536 bases, de las cuales 229 se encontraban en la región sudeste, 110 en la región sur, 62 en la región centro-oeste, otras 76 en la región nordeste y 59 en la región norte. Por Unidad de la Federación destacan São Paulo, con 157 bases, Paraná, con 60, Mato Grosso y Río de Janeiro, cada uno con 27 bases de distribución de combustibles líquidos autorizadas por la ANP.

Las 536 bases del país reunieron una capacidad nominal de almacenamiento de derivados de petróleo y alcohol de 3,9 millones de m³. De éstos, 3,1 millones de m³ (79,0%) se destinaron al almacenamiento de derivados del petróleo (con excepción del GLP), distribuidos por las regiones en los siguientes porcentajes: norte (12,8%), nordeste (21,4%), sudeste (42,6%), sur (17,0%) y centro-oeste (6,2%). La infraestructura de bases de distribución de alcohol tiene capacidad para almacenar 0,7 millones de m³ (18,1%), repartidos en la siguiente proporción: norte (7,0%), nordeste (19,4%), sudeste (53,3%), sur (12,1%) y centro-oeste (8,2%). A su vez, la capacidad de almacenamiento de GLP de 0,1 millones de m³ (2,9%) se distribuye de la siguiente forma: norte (12,7%), nordeste (23,1%), sudeste (46,1%), sur (13,1%) y centro-oeste (5,0%).

Organización empresarial

Petrobras Transporte, S. A., Transpetro, se encarga de las actividades de transporte y almacenaje de petróleo y derivados y alcohol, con una flota de 53 navíos, 11 mil kilómetros de red por conductos y 43 terminales terrestres y marítimas. La empresa, filial íntegra de Petrobras, se constituyó el 12 de junio de 1998, de

acuerdo con la legislación que reestructuró el sector del petróleo en Brasil. Transpetro es actualmente la única empresa que actúa en el segmento del transporte de petróleo y sus derivados en el país (Transpetro, 2007).

En el segmento de la distribución hay actualmente 248 distribuidoras de líquidos, entre las cuales destacan las brasileñas BR Distribuidora (empresa filial de Petrobras, encargada del segmento de distribución de derivados de petróleo y biocombustibles) e Ipiranga, y las multinacionales Shell, Esso, Chevron y Repsol-YPF, además de 22 empresas distribuidoras de GLP, gas licuado de petróleo (ANP, 2007).

Mercados y facturación de las actividades

En el año 2006 las ventas de combustibles de las distribuidoras de derivados de petróleo en el mercado nacional, alcanzaron los 84,5 millones de m³, registrando un ligero aumento del 0,4% frente al volumen vendido en 2005. Las ventas de gasolina C y de GLP aumentaron en un 1,9% y un 1,2%, respectivamente, mientras que se registraron caídas en las ventas de los demás combustibles. Cabe destacar que el volumen total de ventas no incluye los volúmenes de nafta, fuelóleo marítimo y aceite diésel marítimo vendidos directamente a los consumidores, sin intermediación de las compañías distribuidoras.

La distribución de aceite diésel por las compañías distribuidoras alcanzó en 2006 la cifra de 39,0 millones de m³, de los cuales casi 2,2 millones de m³ se utilizaron en la composición de la mezcla B2 (98,0% de aceite diésel y 2,0% de biodiésel). Este volumen de aceite diésel comercializado se correspondió con un 46,1% del total del mercado de la venta de derivados del petróleo, prácticamente el mismo consumo del año 2005.

La región centro-oeste, responsable del 11,1% de las ventas de diésel puro en 2006, registró la mayor disminución de las ventas de este derivado (-10,0%). La región sudeste concentró el 45,1% de las ventas de aceite diésel, mientras que las regiones del sur, nordeste y norte respondieron respectivamente al 20,1%, 14,4% y 9,3%.

El mercado de aceite diésel quedó cubierto por 163 distribuidoras, y las cinco empresas líderes de ventas concentraron el 76,3% del mercado: BR (26,7%), Grupo Ipiranga (24,1%), Shell (10,8%), Chevron (9,8%) y Esso (4,9%).

El volumen de B2 (aceite diésel con 2% de biodiésel en su composición) consumido (2,3 millones de m³), a su vez, se distribuyó de la siguiente forma por regiones: norte (8,1%), nordeste (23,7%), sudeste (42,4%), sur (16,3%) y centro-oeste (9,4%). BR fue líder de ventas con una participación del 93,8% del total, seguida por Ale (2,9%) y por Idaza (1,9%).

El mercado de gasolina C experimentó una subida del 1,9% en las ventas en relación con el año 2005, trasladando un volumen de 24,0 millones de m³. El mayor porcentaje de aumento se registró en la región norte, cuyo crecimiento anual alcanzó el 8,4%. El consumo de gasolina C se distribuyó de la siguiente forma por regiones: norte, 1,2 millones de m³ (5,2%); nordeste, 3,6 millones de m³ (14,8%); sudeste, 11,9 millones de m³ (49,5%); sur, 5,0 millones de m³ (20,9%); y centro-oeste, 2,3 millones de m³ (9,6%).

En 2006, el mercado de distribución de gasolina C se concentró de nuevo en las cinco mayores distribuidoras, con un 67,2% del total consumido: BR (24,3%), Grupo Ipiranga (16,0%), Shell (10,2%), Chevron (9,1%) y Esso (7,7%). El volumen restante comercializado quedó diluido entre las otras 152 distribuidoras.

La venta de GLP llegó a alcanzar los 11,8 millones de m³ en 2006, con una pequeña reducción del 1,2% frente a 2005. Sólo las regiones del norte y nordeste registraron un aumento del consumo de casi un 0,9% y un 1,1%, respectivamente. En 2006, casi un 48,9% de las ventas de GLP se dieron en la región sudeste, un 20,9% en el nordeste, un 17,4% en el sur, un 7,8% en el centro-oeste y un 4,9% en el norte. Del total de distribuidoras de GLP que actuaban en el mercado en 2006, sólo cinco acumularon el 95,0% del suministro nacional: Grupo Ultragas (23,7%), SHV Gás Brasil (23,6%), BR Distribuidora (21,7%), Grupo Nacional Gás (18,5%) y Copagas (7,5%). El resto del mercado fue atendido por otras 11 distribuidoras de menor calado.

Las ventas por parte de las distribuidoras de fuelóleo sufrieron una reducción del 2,1% en el año 2006, si se compara con el año 2005. El volumen comercializado alcanzó los 5,1 millones de m³. La mayor caída de las ventas se produjo en la región sudeste, con un 18,6%. Las ventas de las regiones norte y nordeste, al contrario, registraron un crecimiento significativo del 38,2% y del 12,7%, respectivamente. Esta caída del consumo de fuelóleo en Brasil confirma la tendencia de sustitución de éste por el gas natural que, además de constituir una fuente de energía más barata, presenta un menor impacto ambiental. Las cifras de las regiones sudeste y sur, precisamente las más industrializadas, corroboran esta tendencia, y experimentaron una reducción del consumo de un -18,7% y un -13,3%, respectivamente. Sólo cuatro empresas coparon la práctica totalidad (99,1%) de la distribución de fuelóleo: BR (73,0%), Shell (17,4%), Chevron (4,6%) y Grupo Ipiranga (4,1%). Otras diez distribuidoras de menor calado suplieron el mercado de este combustible.

El volumen vendido de keroseno para aviación (KAV) por las distribuidoras se mantuvo prácticamente constante en el año 2005, alcanzando los 4,4 millones de m³ en 2006. El incremento observado en las demás regiones, principalmente en la región nordeste (15,7%), fue contrarrestado por el retroceso del 3,3% en el mercado del sudeste. El mercado de KAV fue suplido por cinco distribuidoras: BR (52,3%), Shell (34,4%), Esso (12,9%), Air BP (0,3%) y Repsol-YPF (0,001%).

En 2006, se produjo un repliegue del 28,1% en la distribución de keroseno de iluminación, cuyo volumen alcanzó los 42,2 mil m³. Ninguna región registró aumentos. Las caídas en las regiones fueron las siguientes: norte (26,9%), nordeste (17,6%), sudeste (28,0%), sur (23,5%) y centro-oeste (73,0%). Las ventas nacionales de keroseno de iluminación se concentraron en cinco empresas, que respondieron al 91,7% del mercado: Chevron (24,0%), BR (19%), Repsol YPF (17,9%), Shell (16,2%) y Grupo Ipiranga (14,6%).

En 2006 las ventas de gasolina para aviación disminuyeron un 5,7% frente a 2005, llegando al volumen de 52,2 mil m³. También se redujeron las ventas en todas las grandes regiones, salvo en las regiones del sur y sudeste, que registraron un aumento del 4,1% y 4,3%, respectivamente. En la región centro-oeste se registró la mayor caída, un 24,8%. La distribución de este derivado se concentró en cuatro distribuidoras: BR, con el 45,4% de participación en el mercado, Shell, con un 33,8%, Air BP, con un 20,6%, y Esso, con un 0,1%.

LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES. COMERCIO EXTERIOR: IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO

• *Regulación de las importaciones y exportaciones de petróleo*

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley 9.478/97, cualquier empresa o consorcio de empresas constituido bajo el derecho brasileño, podrá recibir la autorización de la ANP para ejercer la actividad de importación y exportación de petróleo y sus derivados, de gas natural y condensado.

El ejercicio de dichas actividades también debe respetar las directrices del CNPE (Consejo Nacional de Política Energética), relacionadas con el tema (LEY 9.478, 1997).

• *Magnitud y composición geográfica de los intercambios*

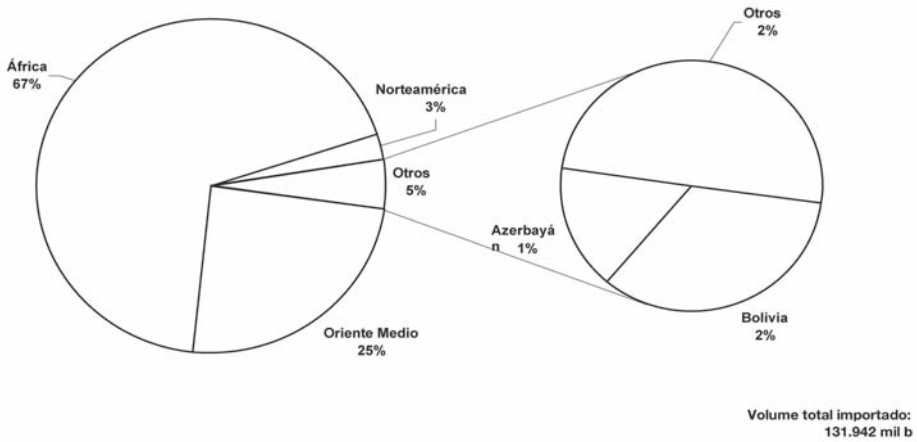
En el año 2006, para complementar el suministro nacional, Brasil importó petróleo, sus derivados y gas natural. El volumen de petróleo importado ascendió a los 131,9 millones de barriles. Con respecto al año 2005, este volumen se redujo en un 4,7%. Entre 1997 y 2006 se produjo una disminución de la importación de petróleo todos los años, a excepción de 2001 y 2004, debido al aumento de la producción nacional.

En 2006 las importaciones brasileñas de petróleo mantuvieron un perfil similar al de 2005. La principal región proveedora fue África, que tuvo una participación del 68,9% del volumen total importado en 2006. El segundo lugar lo ocupó Oriente Medio, concentrando el 24,8%. Entre los países africanos, destaca Nigeria y Argelia, que respondieron al 39,8% y 16,5%, respectivamente, del total importado por el país. En Oriente Medio, los principales exportadores fueron Arabia Saudí e Irak, con 17,4% y 7,4% de las importaciones de Brasil. Entre los países de Centroamérica y Sudamérica, Bolivia tuvo la mayor participación en el suministro de petróleo a Brasil, con un 1,7% del total importado en 2006.

Las exportaciones brasileñas de petróleo ascendieron a los 134,4 millones de barriles en 2006, registrando un aumento del 34,1% en relación con el año anterior. Las exportaciones generaron unos ingresos de 7.000 millones US\$, valor un 65,6% superior que el recogido en 2005. Esta alza también se produjo por el significativo aumento del precio medio del barril de petróleo exportado por Brasil, que pasó de 41,57, US\$/barril en 2005 a 51,32 US\$/barril en 2006, una subida del 23,5%, siguiendo la tendencia observada en los precios del mercado internacional.

Al igual que en el año anterior, las exportaciones brasileñas de petróleo tuvieron como principal región de destino los países de Centroamérica y Sudamérica, que representaron el 35,4% del volumen total exportado en 2006. El segundo lugar lo ocupó la región Asia-Pacífico, concentrando un 19,6%, y, en tercera posición, destaca Europa, compradora del 16,2% del petróleo exportado por Brasil. Los principales destinos de las exportaciones brasileñas de petróleo fueron Estados Unidos (28,8%), Bahamas (9,5%), China (12,2%) y Chile (15,5%).

GRÁFICO 22. *Distribución Porcentual de la Importación de Petróleo en 2006, según su Procedencia*

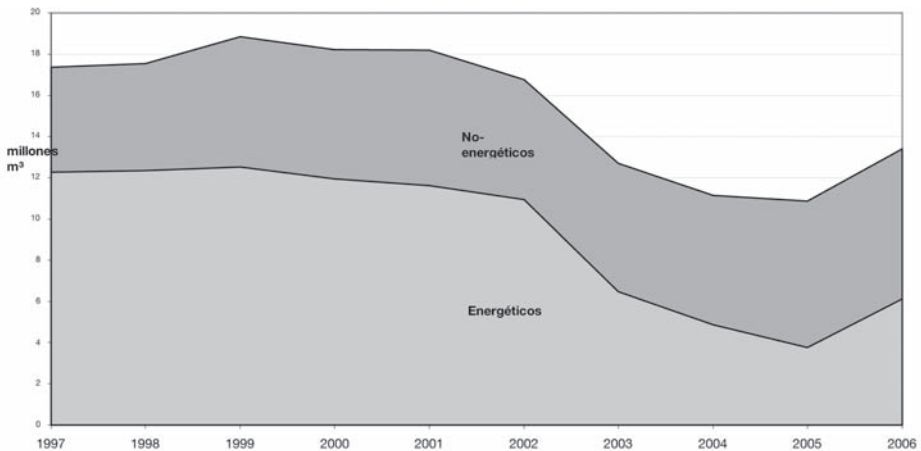


Nota: Incluye condensado, pero no incluye otros componentes del LGN (GLP e C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 9/00.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

En el año 2006 las importaciones de derivados de petróleo ascendieron a 13,4 millones de m³, volumen un 23,5% superior al registrado en 2005. Las importaciones de derivados energéticos representaron el 45,6% del total y aumentaron un 62,2% frente a 2005. Las importaciones de derivados no energéticos correspondieron al 54,4% del total y registraron una subida del 3,0% en el período.

Gráfico 23. *Evolución de la Importación de Derivados Energéticos y No Energéticos entre 1997 y 2006*



Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 6. *Importación de Petróleo entre 1997 y 2006 por Regiones Geográficas de Procedencia*

Regiones Geográficas	Importación de petróleo (mil b)											06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%	
<i>Total</i>	202.049,2	190.920,4	169.254,4	145.350,3	152.481	138.884,8	128.212,7	172.508,1	138.467,5	131.941,9	-4,71	
Norteamérica	0	0	0	1,48E-05	2076,13	1.862,91	0	1,47E-05	5.130,12	3.445,269	-32,84	
Centroamérica y Sudamérica	81.916,84	69.104,33	44.085,42	59.188,56	35.038,78	19.829,95	11.153,39	11.869,03	6.677,19	3.943,102	-40,95	
Europa y ex Unión Soviética	0	0	0	0	2.041,78	5.889,90	6.296,05	0	7,35E-06	994,14	..	
Oriente Medio	64.778,88	46.550,98	42.182,49	31.647,39	27.665,95	38.693,87	36.250,24	37.830,25	35.248,21	32.669,36	-7,32	
África	55.353,44	73.447,31	82.986,48	53.936,48	85.658,4	72.608,17	73.633,73	122.808,9	91.412	90.889,97	-0,57	
Asia-Pacífico	0	1.817,76	0	577,86	0	0	879,28	0	0	0	..	

Nota: Incluye condensado, pero no incluye otros componentes del LGN (GLP e G5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 9/00.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 7. *Exportación de petróleo entre 1997 y 2006 por Regiones Geográficas de destino*

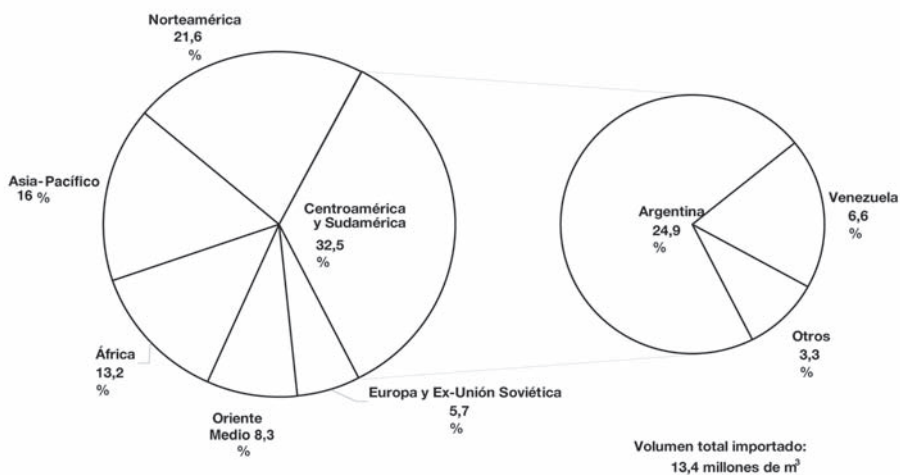
Regiones Geográficas	Exportación de petróleo (mil b)										06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
<i>Total</i>	930,89	0	203,69	6.818,66	40.434	85.760,6	88.246,4	84.251,68	100.190,4	134.336,2	34,08
Norteamérica	0	0	0,0013	1.534,85	1.306,26	9.167,95	13.168,07	10.865,95	15.928,04	38.673,58	142,80
Centroamérica y Sudamérica	930,89	0	203,66	2.942,73	20.621,28	23.875,24	28.276,37	39.393,54	47.254,26	47.590,21	0,71
Europa	0	0	0,033	730,72	9.406,15	19.929,81	22.538,57	19.323,5	18.063,34	21.734,3	20,32
Oriente Medio	0	0	0	0	6.492,80	15.608,17	5.698,07	3.113,61	0	0	..
África	0	0	0	0	0	328,47	0	0	0	0	..
Asia-Pacífico	0	0	0	1.610,35	2.607,52	16.850,97	18.565,32	11.555,08	18.944,8	26.338,1	39,02

Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.*

El aceite diésel y el GLP fueron los derivados energéticos importados en mayor cantidad en este año, contribuyendo respectivamente con un 26,4% y 11,8% al volumen total importado. El principal derivado no energético importado fue la nafta, con un 31,9% del volumen importado por el país. El coque también fue importado en cantidad considerable, un 19,2% del total de las importaciones de no energéticos.

Las importaciones de derivados en el año 2006 se originaron principalmente en Centroamérica y Sudamérica (34,8%), sobre todo en Argentina (24,9%). Sin embargo, el aceite diésel fue importado fundamentalmente de la India (42,4%), mientras que el coque tuvo como principal país de origen Estados Unidos (89,5%).

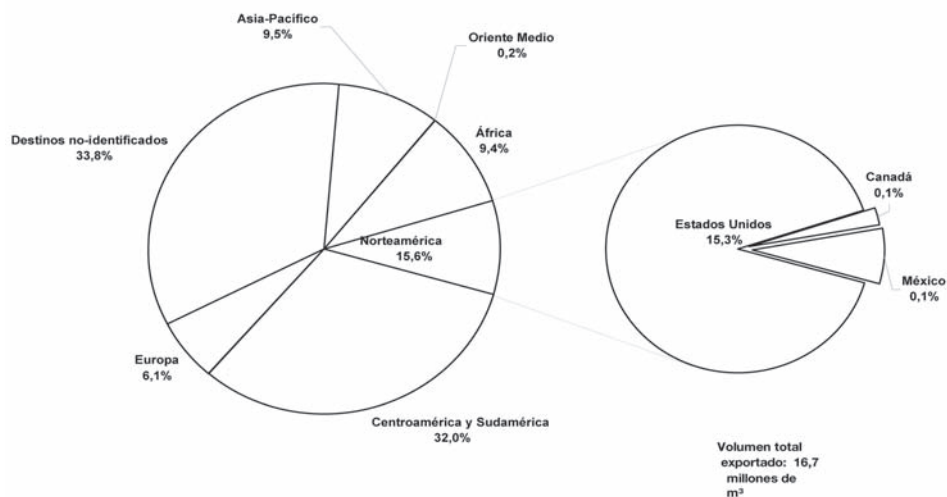
Gráfico 24. *Distribución Porcentual de la Importación de Derivados de Petróleo en el año 2006, según su Procedencia*



Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.*

El volumen de las exportaciones de derivados realizadas por Brasil aumentó entre 2005 y 2006, sumando 16,8 millones de m³. Las exportaciones de derivados energéticos representaron el 94,2% del volumen, destacando el fuelóleo, con un 40,5% del total exportado, seguido por el fuelóleo marítimo y por la gasolina A con un 22,9% y 16,1% del total exportado, respectivamente.

Las exportaciones brasileñas de derivados se destinaron en su gran mayoría a Centroamérica y Sudamérica (32,0% del total, con un 16,1% de las exportaciones nacionales destinadas sólo a las Bahamas).

GRÁFICO 25. *Distribución Porcentual de la Exportación de Derivados del Petróleo en 2006, según Destino*

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 8. *Importación de Derivados del Petróleo en el año 2006, por Regiones Geográficas*

Regiones Geográficas	Importación de derivados del petróleo (mil m ³)							
	Total	Nafta	Accite diésel	Coque	GLP ¹	Lubricante	Disolvente	Otros ²
<i>Total</i>	13.411,28	4.278,16	3.545,08	2.577,49	1.585,47	286,79	77,71	1.060,58
Norteamérica	2.900,94	37,90	301,75	2.307,26	0,16	51,64	33,36	168,87
Centroamérica y Sudamérica	4.671,27	2.293,31	410,43	126,84	1.181,24	72,27	32,79	554,40
Europa y ex Unión Soviética	768,06	128,30	224,84	142,88	0,18	161,08	11,50	99,29
Oriente Medio	1.113,26	250,03	541,92	0	208,90	0	0	112,41
África	1.764,59	1.568,62	11,99	0	182,23	0	0,00088	1,75
Asia-Pacífico	2.193,16	0	2.054,15	0,51	12,76	1,81	0,058	123,87

1. Incluye propano y butano.

2. Incluye productos de menor importancia.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 9. Evolución de la Importación de Derivados Energéticos y No Energéticos entre 1997 y 2006

Derivados del Petróleo	Importación (mil m ³)												06/05 %
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006			
<i>Total</i>	17.380,4	17.554,7	18.856,5	18.228,7	18.204,0	16.779,6	12.702,7	11.138,7	10.860,3	13.414,4	23,52		
Energéticos	12.287,5	12.337,5	12.521,5	11.948,5	11.632,0	10.944,2	6.488,8	4.870,8	3.767,4	6.111,3	62,21		
Gasolina A	391,6	64,9	224,5	60,7	0,0	164,1	181,7	55,4	71,2	28,2	-60,31		
Gasolina para aviación	-	5,7	0,1	-	-	-	3,9	1,7	-	-	-		
GLPI	4.665,5	5.025,0	5.117,7	5.096,8	3.851,1	3.355,4	2.039,9	1.880,1	947,6	1.585,5	67,31		
Fuelóleo	470,9	57,9	222,2	87,4	13,3	59,2	93,0	130,4	52,9	251,7	375,68		
Aceite diésel	5.892,2	6.207,1	5.830,2	5.800,9	6.585,3	6.369,9	3.818,4	2.694,7	2.371,3	3.545,1	49,50		
KAV	861,6	996,9	1.126,7	902,8	1.182,3	995,6	352,0	108,5	324,5	700,8	116,00		
Keroseno de iluminación	5,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
No energéticos	5.092,9	5.197,2	6.335,0	6.280,2	6.571,9	5.835,3	6.213,8	6.268,0	7.092,8	7.303,1	2,96		
Asfalto	-	-	0,6	1,4	0,9	0,9	1,2	4,4	6,5	8,0	22,73		
Coque	-	-	1.957,2	2.222,8	2.826,5	2.172,7	2.488,8	2.465,7	2.284,2	2.577,5	12,84		
Nafta	4.856,5	4.981,5	3.657,1	3.779,5	3.307,1	3.253,0	3.196,1	3.235,3	4.275,2	4.278,2	0,07		
Aceite lubricante	137,0	97,3	110,5	151,9	213,8	245,2	225,0	270,5	340,0	289,9	-14,74		
Parafina	13,6	7,3	6,2	9,9	35,5	19,9	18,8	9,3	5,3	12,0	126,56		
Disolvente	13,9	16,1	239,2	59,4	129,7	81,1	209,5	199,3	68,2	77,7	14,03		
Otros ¹	71,9	95,0	364,3	55,3	58,5	62,6	74,5	83,4	113,6	59,8	-47,31		

1. Incluye propano y butano.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 10. *Exportación de Derivados de Petróleo Energéticos y No Energéticos en 2006, por Regiones Geográficas de destino*

Regiones Geográficas	Exportación de derivados del petróleo (mil m ³)										
	Total	Fuelóleo	Comb. y lub. para embarcaciones	Gasolina A	Disolvente	Coque	Lubri-cantes	Comb. y lub. p/ aeronaves	Diesel	GLP	Otros ²
<i>Total</i>	16.773,97	6.792,26	3.840,23	2.695,80	555,61	173,17	110,08	1.835,87	34,06	135,07	
Destinos no identificados	5.666,69	0	3.837,20	0	0	0	0	1.829,49	0	0	
Norteamérica	1.526,72	267,66	0,36	584,63	452,86	170,66	4,71	3,35	0,00062	8,43	
Centroamérica y Sudamérica	5.365,14	3.907,97	0,45	636,82	88,36	2,50	40,50	0,59	563,49	124,46	
Europa	1.014,90	994,92	2,19	0,13	13,62	0,00031	0,033	2,37	0,00085	1,63	
Oriente Medio	26,50	23,73	0,0061	0,0021	0,0017	0	2,71	0,055	0	0,00014	
África	1.575,37	0	0,0026	1.474,22	0,39	0	62,10	0	38,34	0,31	
Asia-Pacífico	1.598,66	1.597,99	0,0081	0,0062	0,38	0,0028	0,038	0	0,00022	0,23	

1. Incluye fuelóleo y aceite diésel usados por los navíos en circulación.

2. Incluye asfalto, gasolina para aviación, nafta, otros no energéticos, parafina y KAV.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 11. Evolución de la Exportación de Derivados Energéticos y No Energéticos entre 1997 y 2006

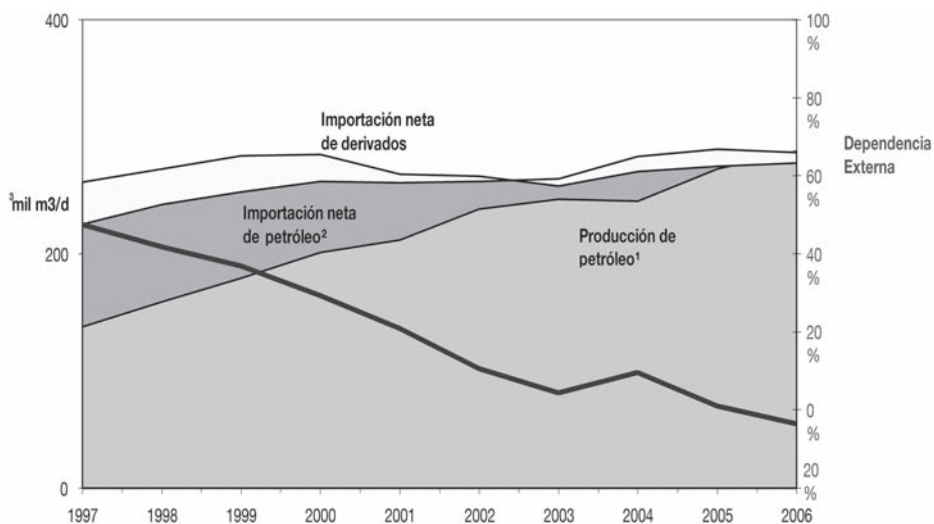
Derivados del Petróleo	Exportación (mil m ³)												06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%		
<i>TOTAL</i>	4.214,80	6.537,69	7.641,11	9.771,02	15.602,71	14.893,25	14.660,40	15.299,19	15.640,84	16.777,27	7,27		
Energéticos	3.756,00	6.167,70	6.738,98	8.884,10	14.940,40	14.011,76	13.765,39	14.467,02	14.407,45	15.807,75	9,72		
Gasolina A	632,03	1.606,31	1.529,61	2.021,95	2.965,29	3.389,59	2.678,84	2.015,06	2.831,55	2.696,57	-4,77		
Gasolina para aviación	28,73	15,30	37,13	21,42	20,84	17,75	13,93	12,53	18,68	4,42	-76,36		
GLP ¹	5,89	-	4,56	9,87	8,06	175,10	130,85	63,68	152,16	34,06	-77,62		
Fuelóleo	1.104,57	2.156,18	2.376,54	1.782,50	6.333,60	4.914,97	5.988,32	7.463,02	5.756,22	6.792,26	18,00		
Fuelóleo marítimo ²	1.784,90	2.389,40	2.728,00	3.091,00	3.486,00	3.868,82	3.402,61	3.419,95	3.579,88	3.840,22	7,27		
Accite diésel	188,96	0,52	61,39	60,63	73,46	16,35	122,24	64,53	300,95	601,84	99,98		
KAV	3,93	-	1,75	3,35	24,09	4,19	7,02	16,07	0,35	2,50	613,28		
Combustibles para aviones ³	nd	nd	nd	1.893,38	2.029,06	1.624,99	1.421,59	1.412,19	1.767,66	1.835,88	3,86		
Keroseno de iluminación	6,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	..		
No energéticos	458,80	370,00	902,13	886,93	662,31	881,49	895,01	832,17	1.233,39	969,52	-21,39		
Asfalto	8,86	3,04	24,45	22,55	14,61	17,63	21,32	20,41	10,47	18,95	81,09		
Nafta	-	4,97	4,84	0,00	-	49,58	0,00	17,07	69,75	31,94	-54,20		
Accite y grasa lubricante	28,10	17,70	36,11	84,92	58,36	85,71	105,61	71,02	72,17	110,08	52,53		
Parafinas	6,10	6,13	7,60	39,37	8,24	24,95	21,64	6,67	9,08	14,61	60,87		
Disolventes	4,76	2,08	704,43	534,61	419,14	418,84	473,74	443,05	618,49	555,62	-10,17		
Otros ⁴	410,98	336,08	124,71	205,48	161,96	284,79	272,70	273,94	453,44	238,31	-47,44		

1. Incluye propano y butano.
2. Incluye fuelóleo y accite diésel usados por los navíos en circulación.
3. Incluye keroseno de aviación en aeronaves en circulación.
4. Incluye coque y otros productos de menor importancia.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

En el año 2006 Brasil tuvo por primera vez un superávit en la balanza de importaciones y exportaciones de petróleo y derivados, llegando a alcanzar la autosuficiencia de suministro de petróleo. Las exportaciones netas de petróleo fueron de mil m³/día. La exportación neta de derivados fue de 9,2 mil m³/día en 2006. A este resultado contribuyó el aumento del 5,5% de la producción nacional de petróleo. En ese período el consumo aparente de petróleo y sus derivados registró un alza del 0,9%.

Gráfico 26. *Evolución de la Dependencia Externa de Petróleo y sus Derivados en Brasil entre 1997 y 2006*



1. Incluye condensado y otros componentes del LGN (GLP y C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 009/00.

2. Incluye condensado, pero no otros componentes del LGN (GLP y C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 009/00.

Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.*

• Valoración económica

En 2006 el gasto en importaciones de derivados ascendió a 4.900 mil millones US\$, siendo la nafta y el aceite diésel los principales responsables de esta cifra, con sus respectivas participaciones del 34,8% y 35,5%. En relación con 2005 se produjo un aumento del gasto total del orden de 48,3%, como consecuencia del aumento generalizado de los precios de los derivados del petróleo en el mercado internacional.

Aun con la disminución del volumen importado en 2006, el gasto del país en importaciones de petróleo aumentó un 19,1% por el significativo aumento de los precios del petróleo en el mercado internacional. El precio medio del barril de

CUADRO 12. *Evolución de la Dependencia Externa de Petróleo y sus Derivados en Brasil entre 1997 y 2006*

Especificación	Dependencia externa de petróleo y sus derivados (mil m ³ /d)										06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%
Producción de petróleo (a) ¹	137,6	159,0	179,3	201,4	211,9	238,4	246,8	244,6	272,3	287,6	5,62
Importación neta de petróleo (b) ²	87,6	83,2	73,6	60,2	48,8	23,1	17,4	38,3	16,7	-1,0	-106,26
Importación neta de derivados (c)	36,1	30,2	30,7	23,2	7,0	4,8	-6,3	-12,7	-14,1	-9,2	-34,45
Consumo aparente (d)=(a)+(b)+(c)	261,3	272,4	283,7	284,8	267,7	266,4	257,9	270,3	274,9	277,4	0,89
Dependencia externa (e)=(d)-(a)	123,7	113,3	104,4	83,3	55,8	28,0	11,1	25,6	2,6	-10,2	-491,80
Dependencia externa (c)/(d) %	47,3%	41,6%	36,8%	29,3%	20,8%	10,5%	4,3%	9,5%	1,0%	-3,7%	-488,36

1. Incluye condensado y otros componentes del LGN (GLP y C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 009/00.

2. Incluye condensado, pero no otros componentes del LGN (GLP y C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 009/00.

Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.*

CUADRO 13. *Cifras de Importación y Exportación de Petróleo y Precios Medios de Petróleo Importado y Exportado por Brasil entre 1997 y 2006*

Especificación	Cifras de la importación y exportación de petróleo y precios medios										06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	%
	Importación ¹										
Gasto (mil US\$ FOB)	3.731.093	2.371.154	2.812.432	4.307.522	3.978.037	3.422.843	3.918.965	6.893.458	7.661.484	9.122.559	19,07
Precio medio (US\$/b)	18,47	12,42	16,62	29,64	26,09	24,65	30,57	39,96	55,33	69,14	24,96
	Exportación										
Ingresos (mil US\$ FOB)	17.104	—	1.525	158.585	720.871	1.691.372	2.121.930	2.527.691	4.164.450	6.894.289	65,55
Precio medio (US\$/b)	18,35	..	7,49	23,26	17,83	19,72	24,05	30,00	41,57	51,32	23,47

Nota: Valor actual del dólar. ¹ Incluye condensado, pero no otros componentes del LGN (GLP y C5+), según la clasificación de la Orden ANP n.º 9/00.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 14. Cifras de la Importación y Exportación de Derivados de Petróleo en Brasil entre 1997 y 2006

Derivados de petróleo	Importación y exportación (mil US\$ FOB)										06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Total	2.420.600	1.695.571	1.953.596	3.225.564	2.830.004	2.389.564	2.127.090	2.494.948	3.320.156	4.923.972	48,31
Gasto (importación)	492.071	548.349	811.945	1.391.882	1.909.086	1.885.147	2.396.219	2.759.535	4.193.798	5.282.908	25,97
Ingresos (exportación)											

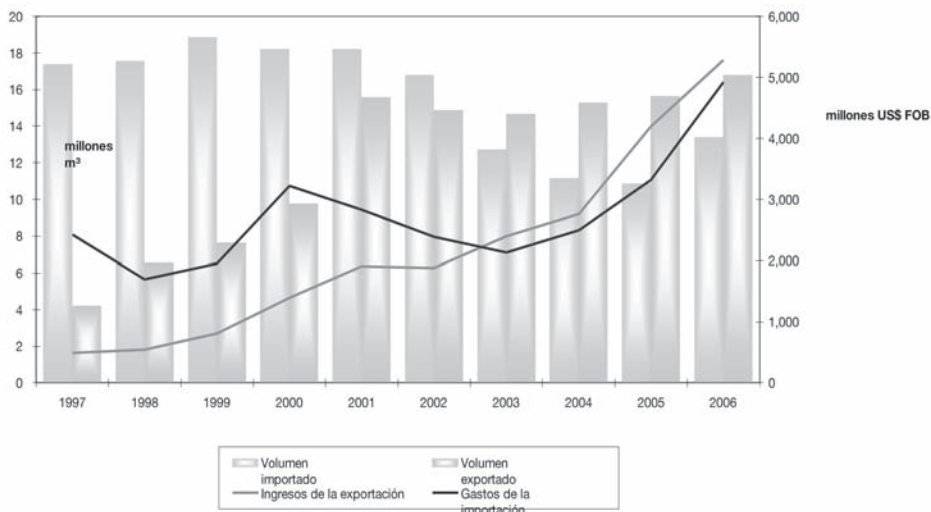
Nota: Valor actual del dólar.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

petróleo importado por Brasil en 2006 alcanzó la cifra de 69,1 US\$, récord de la década, superando en un 25,0% al registrado el año anterior. Como resultado, el gasto en importaciones de petróleo fue de 9.100 millones US\$ FOB.

Los ingresos obtenidos con las exportaciones de derivados en 2006 sumaron 5.300 millones US\$, cifra un 26,0% superior a los ingresos registrados en 2005, principalmente por el significativo aumento de los precios del petróleo en el mercado internacional. El principal producto responsable de esta recaudación fue el fuelóleo, que reunió el 59,2% de los ingresos totales en exportaciones de derivados de petróleo.

Gráfico 27. *Volumen Importado y Exportado, Gasto en Importaciones e Ingresos de las Exportaciones de Derivados de Petróleo en Brasil entre 1996 y 2005*



Nota: Valor actual del dólar.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

D.3. La demanda de derivados de petróleo

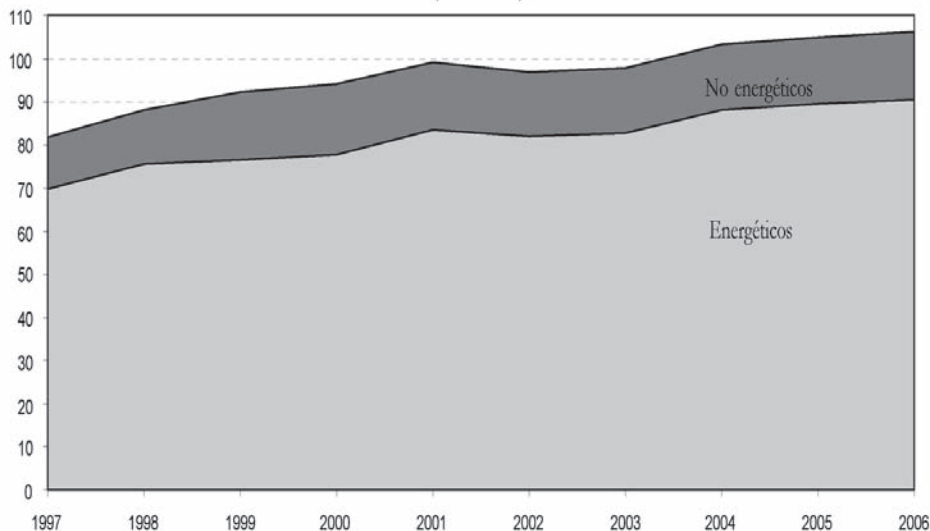
PRODUCCIÓN Y OFERTA INTERNA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

LA PRODUCCIÓN BRASILEÑA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO ENERGÉTICOS Y NO ENERGÉTICOS EN EL AÑO 2006 FUE DE 106,3 MILLONES DE M³, UN 1,3% SUPERIOR AL VOLUMEN REGISTRADO EN 2005. DE ESTE TOTAL, UN 95,7% SE PRODUJO EN REFINERÍAS, UN 3,1% EN UNIDADES DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL, UN 1,0% EN CENTRALES PETROQUÍMICAS Y EL RESTANTE 0,2% POR OTROS PRODUCTORES AUTORIZADOS POR LA ANP.

LOS DERIVADOS ENERGÉTICOS REPRESENTARON EL 85,1% DEL TOTAL PRODUCIDO Y SU VOLUMEN EXPERIMENTÓ UNA SUBIDA DEL 1,1% EN 2006 RESPECTO A 2005. CABE MENCIONAR LA CAÍDA DEL 8,0% EN LA PRODUCCIÓN DE GASOLINA DE AVIACIÓN Y DEL 24,8% EN LA DE

keroseno de iluminación, aunque estos productos tienen una pequeña participación en la producción de derivados energéticos. La producción de no energéticos, que representó un 14,9% del total en 2006, presentó un crecimiento del 2,3% en el período, donde cabe destacar el aumento en la producción de asfalto (31,4%) y la caída en la producción de disolvente (26,4%).

GRÁFICO 28. *Evolución de la Producción de Derivados Energéticos y No Energéticos del Petróleo en Brasil, entre 1997 y 2006*



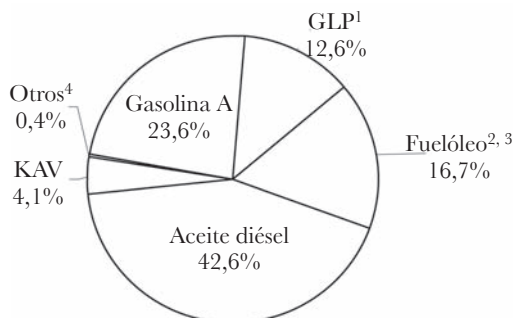
Notas: 1. Incluye la producción de las refinерías, centrales petroquímicas, UPGNs y otros productores. No incluye la producción de la unidad de industrialización del esquisto, salvo la nafta enviada a REPAR.

2. No incluye el consumo propio de derivados en las unidades productoras.

3. No incluye el gas combustible de las refinерías y de la unidad de industrialización de esquisto.

Fuente: *Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.*

Del volumen total de derivados producidos en Brasil, el aceite diésel tuvo una participación del 36,4% (38,7 millones de m³) y la gasolina A, del 20,1% (21,3 millones de m³). Entre los derivados no energéticos, destaca la nafta, responsable del 8,1% (8,6 millones de m³) de la producción total de derivados y del 54,6% de la producción de no energéticos.

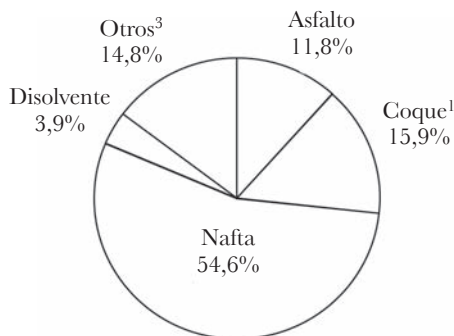
GRÁFICO 29. *Distribución Porcentual de la Producción de Derivados Energéticos del Petróleo en 2006*

Volumen total producido de derivados energéticos: 90.491 mill m³

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

Notas: 1. Incluye la producción de las refinerías, centrales petroquímicas, UPGNs y otros productores. No incluye la producción de la unidad de industrialización del esquisto. 2. No incluye el consumo propio de derivados en las unidades productoras. 3. No incluye la producción de gas combustible de las refinerías y de la unidad de industrialización de esquisto.

1. Se refiere a la mezcla propano/butano para usos doméstico e industrial.
2. No incluye el fuélóleo producido para consumo propio en las refinerías.
3. Incluye componentes destinados a la producción de fuélóleo marítimo en algunos terminales.
4. Incluye gasolina para aviación y keroseno de iluminación.

GRÁFICO 30. *Distribución Porcentual de la Producción de Derivados de Petróleo No Energéticos en el año 2006*

Volumen total producido de derivados no energéticos: 15.810 mill m³

Notas: 1. Incluye la producción de las refinerías, centrales petroquímicas, UPGNs y otros productores. No incluye la producción de la unidad de industrialización del esquisto, salvo la nafta (ver nota específica 3). 2. No incluye el consumo propio de derivados en las unidades productoras. 3. No incluye la producción de gas combustible de las refinerías y de la unidad de industrialización de esquisto.

1. Incluye el C5+ producido en la UPGN de LUBNOR.
2. Incluye coque comercializado para uso energético.
3. Incluye la nafta producida a partir de la industrialización del esquisto y enviada a REPAR, donde se incorpora a la producción de derivados de la refinería.
4. Incluye aceite lubricante, parafina, gasóleos, GLP no energético (propano, propeno y butano), subproductos, productos intermedios y otros derivados no energéticos.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

El conjunto de refinerías de São Paulo fue responsable del 42,6% de la producción total de derivados en el año 2006. REPLAN (SP), mayor productora nacional, produjo 21,0 millones de m³, lo cual representó un 19,8% de la producción de derivados en las refinerías del país. Esta refinería destaca también en la producción de aceite diésel, gasolina A, keroseno de iluminación y coque, con un 27,3%, 21,6%, 29,5% y 58,2%, respectivamente, de la producción nacional de esos derivados.

RLAM (BA) fue la principal productora de nafta, con un 25,0% de la producción nacional de este derivado. La refinería RPBC (SP) fue la mayor productora de disolventes en 2006, con un 33,9% del total producido. Por su parte, REDUC (RJ) fue la mayor productora de aceite lubricante, concentrando el 78,4% de la producción nacional.

En relación con las centrales petroquímicas, su producción alcanzó la cifra de 1,1 millones de m³, volumen 9,3% superior al registrado en 2005. Esta producción se repartió en un 84,0% de gasolina A y un 16,0 % de GLP.

Clasificación de la demanda y consumidores

En 2006 la estructura del consumo de derivados de petróleo en Brasil se mantuvo prácticamente idéntica a la del año anterior: 39% de participación de aceite diésel, 7% de fuelóleo, 17% de gasolina, 8% de GLP y el restante para los demás derivados del petróleo.

La estructura del consumo por sector económico del petróleo en 2006 también se mantuvo como el año anterior: 60% para el sector transportes, 15% para el sector industrial, 8% para el sector doméstico y 17% para el sector no energético.

Los principales usos del aceite diésel, el derivado del petróleo con mayor participación en el consumo nacional, se centraron en el transporte por carretera (78,7% del consumo total), seguido por el uso agropecuario (13,9%) y generación de electricidad (4,7%). El consumo de este combustible en el transporte por carretera presentó un crecimiento del 1,5%, contrarrestando la disminución de 2005.

La reducción en el consumo del fuelóleo, que viene dándose desde 1997, se justifica por el aumento del gas natural y coque de petróleo en la industria. En términos absolutos, el fuelóleo registró una caída anual media del 8,7%, mientras que el gas natural registró un crecimiento medio del 11,8% al año. En referencia a todos los energéticos, el fuelóleo vio reducida su participación del 16,3% al 5,2% y el gas natural amplió su participación del 5% al 10%.

El consumo doméstico de GLP viene registrando oscilaciones en los últimos años, tras un valor máximo registrado en 2001, cuando el consumo en este sector fue de 10,4 millones de metros cúbicos. En 2006, el valor registrado fue de 9,3 millones de metros cúbicos, un 9,9% inferior al valor máximo registrado. En comparación con 2005, el consumo doméstico permaneció estable. Parte de esta reducción se justifica por la mayor penetración del gas natural en los hogares.

CUADRO 15. Producción de derivados energéticos y no energéticos del petróleo en Brasil, entre 1997 y 2006

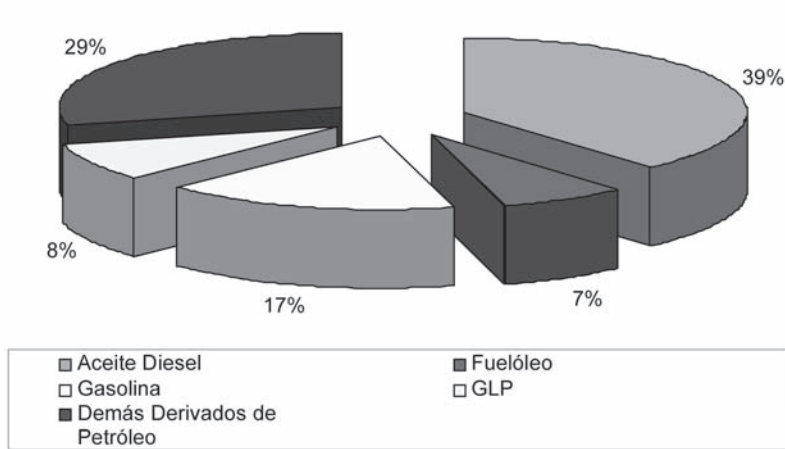
Derivados del petróleo	Producción (mil m ³)												06/05 %
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006			
Total	81.835	88.123	92.243	94.109	99.216	96.935	97.958	103.380	104.959	106.301			1,28
Energéticos	69.817	75.603	76.570	77.681	83.486	81.909	82.737	88.176	89.510	90.491			1,10
Gasolina A	17.818	19.591	18.364	18.576	19.930	19.407	18.537	18.583	19.978	21.325			6,74
Gasolina para aviación	76	109	96	85	93	71	72	80	70	65			-7,98
GLP ¹	6.950	6.939	7.296	8.134	8.788	9.100	10.076	10.361	11.691	11.384			-2,63
Fuelóleo ^{2,3}	13.577	15.772	15.558	16.066	17.525	16.360	15.685	16.497	15.075	15.112			0,24
Acetate diésel ³	27.862	29.351	31.447	30.780	33.078	32.991	34.153	38.252	38.396	38.660			0,69
KAV	3.439	3.765	3.722	3.744	3.714	3.625	3.792	4.142	4.118	3.748			-8,98
Keroseno de iluminación	96	76	86	200	228	227	193	113	50	38			-24,78
Otros ⁴	-	-	-	94	130	128	230	147	130	159			22,06
No energéticos	12.017	12.520	15.674	16.428	15.730	15.026	15.121	15.204	15.449	15.810			2,34
Asfalto ⁵	1.534	1.984	1.551	1.764	1.628	1.664	1.135	1.415	1.420	1.865			31,37
Coque ⁶	959	877	1.359	1.958	1.793	1.817	1.781	1.739	2.395	2.373			-0,92
Nafta	7.054	7.091	9.981	10.182	9.913	8.794	8.952	8.744	8.498	8.626			1,51
Acetate lubricante	738	757	743	739	710	768	781	711	732	715			-2,28
Parafinas	123	126	161	152	120	136	133	144	140	134			-4,30
Disolventes	429	437	481	515	618	685	991	1.081	827	609			-26,34
Otros ⁷	1.192	1.247	1.397	1.118	948	1.161	1.347	1.371	1.437	1.488			3,50

Notas: 1. Incluye la producción de las refinerías, centrales petroquímicas, UPGNs y otros productores. No incluye la producción de la unidad de industrialización del esquisto, salvo la nafta (ver nota específica 6). 2. No incluye el consumo propio de derivados en las unidades productoras. 3. No incluye la producción de gas combustible de las refinerías.

1. Se refiere a la mezcla propano/butano para usos doméstico e industrial. 2. No incluye el fuelóleo de la refinería. 3. Incluye componentes destinados a la producción de fuelóleo. 4. Incluye acetate ligero para turbina eléctrica. 5. Incluye el C5+ producido en la UPGN de LUBNOR. 6. Incluye coque comercializado para uso energético. 7. Incluye gasóleos, GLP no energético (propano, propeno y butano), subproductos y otros derivados no energéticos, marítimo en algunos terminales, gasolina de aviación y keroseno de iluminación.

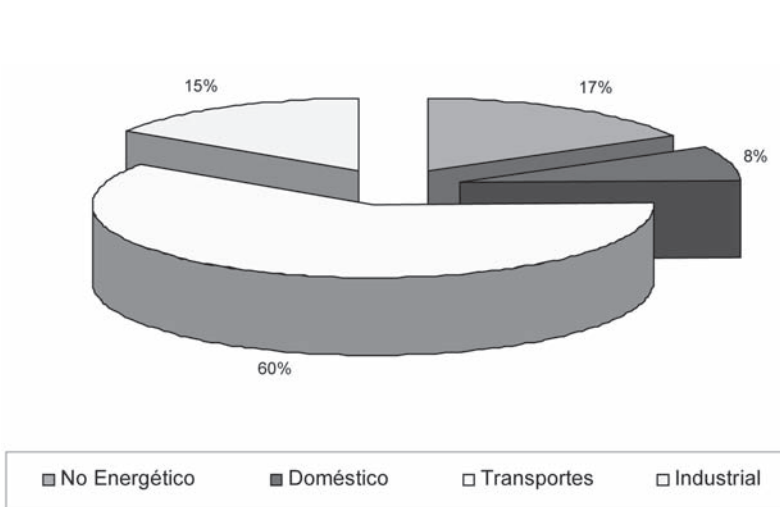
Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

GRÁFICO 31. Estructura del Consumo de Derivados del Petróleo en 2006



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007.

GRÁFICO 32. Consumo de Derivados del Petróleo por Sector Económico en 2006



Fuente: Balance Energético Nacional, 2007.

MERCADOS Y PRECIOS: PRECIOS DE LOS PRODUCTORES E IMPORTACIONES DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

A 1 DE FEBRERO DE 2002 SE ABRIÓ EL MERCADO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO Y, EN CONSECUENCIA, LOS PRECIOS DE FABRICACIÓN Y FACTURACIÓN DE ESTOS PRODUCTOS DEJARON DE EXISTIR Y PASARON A FLUCTUAR SEGÚN LAS CONDICIONES ECONÓMICAS DEL MERCADO NACIONAL.

EN LA SIGUIENTE TABLA SE MUESTRA LA EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO DE MAYOR CONSUMO EN BRASIL, ES DECIR, LA GASOLINA A, EL ACEITE DIÉSEL, EL GLP, EL KEROSENO PARA AVIACIÓN Y EL FUELOLEO ENTRE 2002 Y 2006, A PARTIR DE LA APERTURA DEL MERCADO DE DERIVADOS. LOS PRECIOS MOSTRADOS SON MEDIAS PONDERADAS DE LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTORES Y DE LOS IMPORTADORES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO EN BRASIL.

CONVIENE DESTACAR QUE, EN LOS PRECIOS DE LOS PRODUCTORES E IMPORTADORES PUBLICADOS EN ESTE ARTÍCULO, ESTÁN INCLUIDAS LAS FRACCIONES RELATIVAS A LA CONTRIBUCIÓN DE INTERVENCIÓN EN EL ÁMBITO ECONÓMICO (CIDE), INSTITUIDA POR LA LEY N.º 10.336/01 (CON SUS CORRESPONDIENTES PARTES MODIFICADAS EN VIRTUD DEL DECRETO N.º 4.565/03), A LOS PROGRAMAS DE INTEGRACIÓN SOCIAL Y DE FORMACIÓN DEL PATRIMONIO DEL SECTOR PÚBLICO (PIS/PASEP), Y A LA FINANCIACIÓN DE LA SEGURIDAD SOCIAL (COFINS), DE ACUERDO CON LA LEY N.º 9.990/00, Y NO ESTÁN COMPUTADOS LOS VALORES DEL ICMS, IMPUESTO SOBRE CIRCULACIÓN DE MERCANCÍAS, UN IMPUESTO ESTATAL QUE DEPENDE DE LA LEGISLACIÓN PROPIA DE CADA UNIDAD DE LA FEDERACIÓN.

LOS PRECIOS MOSTRADOS SON COMUNICADOS SEMANALMENTE POR LOS PRODUCTORES E IMPORTADORES A LA ANP, QUE, A TRAVÉS DE LA ORDEN ANP N.º 297/01, IMPUSO LA OBLIGACIÓN DE QUE LOS AGENTES PRESENTARAN ESTA INFORMACIÓN RELATIVA A LA COMERCIALIZACIÓN DE GASOLINA A, ACEITE DIÉSEL, KAV Y GLP.

CUADRO 16. *Precios medios ponderados de productores e importadores de distintos Derivados de Petróleo en Brasil de 2002 a 2006*

Derivado del Petróleo	Precio medio ponderado de los productores ¹ e importadores de derivados (R\$/l)					
	Año	2002	2003	2004	2005	2006
Gasolina A		0,996	1,247	1,293	1,443	1,541
Aceite diésel		0,689	0,992	1,035	1,247	1,356
GLP (R\$/kg)		0,764	1,105	1,062	1,057	1,071
Keroseno para aviación		0,589	0,844	1,056	1,245	1,272
Fuelóleo A1		0,623	0,687	0,716

Notas: 1. Precios según su valor actual. 2. Los precios incluyen la parte correspondiente a CIDE, PIS/PASEP y COFINS. No incluyen el ICMS.

1. En el período considerado, la gasolina A se produjo en refinerías, centrales petroquímicas y otros productores.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

E. SECTOR DE BIOCOMBUSTIBLES

El primer choque del petróleo (el precio medio del barril de petróleo subió de 2,91 US\$ en septiembre de 1973 a 12,45 US\$ en marzo de 1975) y una grave crisis en el mercado internacional del azúcar llevaron a la creación, el 14 de noviembre de 1975, mediante Decreto Presidencial n.º 76,593, del Programa Nacional del Alcohol, o Proalcohol. El objetivo principal de este programa era principalmente disminuir la dependencia externa de petróleo (una cuestión estratégica de seguridad nacional), pero también propiciar una mejora en la balanza de pagos, reducir disparidades regionales de la renta, expandir la producción de bienes de capital y generar empleos. El Proalcohol tenía como finalidad sustituir parte de la gasolina utilizada en la flota nacional de vehículos de pasajeros (alcohol hidratado en vehículos con motores alimentados por alcohol) y, además, el alcohol sería utilizado como aditivo de la gasolina (alcohol anhidro), haciendo menos contaminante su combustión. La producción de alcohol, que de 1970 a 1975 no superó los 700 mil m³, pasó a 2,85 millones de m³ en 1979 y, en 1997, registró un nivel de 15,5 millones de m³, nivel máximo alcanzado. A partir de este año, la producción pasó a caer, llegando a los 12,6 millones de m³ en 2002, pero recuperándose hasta alcanzar en 2006 una producción total de 17,8 millones de m³ (BEN, 2007).

A pesar de las dificultades a las que se enfrentó desde su creación, el Programa Nacional del Alcohol ofreció significativos beneficios económicos y ambientales. Se estima que 700 mil personas se dedican hoy en día al cultivo de caña de azúcar en 50 mil establecimientos agrícolas y en la producción de alcohol y azúcar en 373 unidades industriales (ANP, 2006).

La producción de alcohol etílico en Brasil creció considerablemente de 1975 a 1985, impulsada por el programa ProAlcohol, pero la caída de los precios del petróleo, a mediados de la década de los 80, llevó al estancamiento de la producción de alcohol combustible. En 2006, la producción nacional de alcohol etílico (anhidro e hidratado) fue de 17.764*10³ m³. En 2005, Brasil fue el segundo productor mundial de etanol, superado sólo por Estados Unidos.

Actualmente, el sector azucarero y alcoholero de Brasil es uno de los más competitivos del mundo, registrando mayores niveles de productividad y de rendimiento industrial, además de menores costes de producción, en comparación con sus principales competidores. Actualmente el país cuenta con unos costes de producción de etanol que se sitúan entorno a los 0,20 U\$/litro. Con el petróleo por encima de los 30,00 U\$ por barril (actualmente entorno a los 80,00 U\$), la competitividad del alcohol brasileño como sustituto de la gasolina para uso automotriz es una realidad. Cabe mencionar también que, actualmente, toda la gasolina para uso automotriz comercializada en Brasil posee casi un 23% de alcohol anhidro en su composición, pudiendo variar hasta un 25% dependiendo del período del año y de la recolección de la caña de azúcar.

En teoría, el cultivo de caña de azúcar es posible en casi todo el territorio brasileño, en función de una serie de variables y de las correspondientes adaptaciones en las prácticas agrícolas para las cuales existen tecnologías disponibles.

En relación con el biodiésel, la introducción de este biocombustible en la matriz energética brasileña fue establecida por la Ley Federal n.º 11,097, de enero de 2005, que determinó la adición voluntaria de un 2% de biodiésel al aceite de diésel vendido al consumidor final hasta 2007; a partir del 1 de enero de 2008, la adición del 2% será obligatoria (esta mezcla se denomina B2). La adición del 5% de biodiésel será voluntaria desde 2008 a 2012, pasando a ser obligatoria a partir de 2013 (esta mezcla se denomina B5).

Marco regulatorio e incentivos

De acuerdo con la Ley 11.097/03, también es competencia de la ANP regular y autorizar las actividades relacionadas con la producción, importación, exportación, almacenaje, estocaje, distribución, reventa y comercialización de los biocombustibles, controlándolas directamente o mediante convenios con otros órganos de la Unión, Estados, Municipios o Distrito Federal. También compete a la ANP especificar la calidad de los biocombustibles en Brasil que, tras la modificación del texto de la Ley 9.478/97, en 2005, pasó a llamarse Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.

La Ley 11.097/03 también creó el Programa Nacional de Producción y Uso de Biodiésel (PNBP), programa interministerial del Gobierno Federal brasileño que tiene por objetivo la implementación, tanto técnica como económica, de la producción del uso de biodiésel, con vistas a su incorporación en la sociedad y al desarrollo regional, a través del empleo y la renta. Las principales directrices establecidas en el PNPB son:

- Implantar un programa sostenible, promoviendo la inclusión social, privilegiando la obtención del biodiésel a partir de materias primas producidas por empresas agrícolas familiares, incluidas las resultantes de la actividad extractora.
- Garantizar precios competitivos, calidad y suministro.
- Producir el biodiésel a partir de diferentes fuentes oleaginosas y en regiones diversas.
- Incentivar las políticas industriales y de innovación tecnológica.

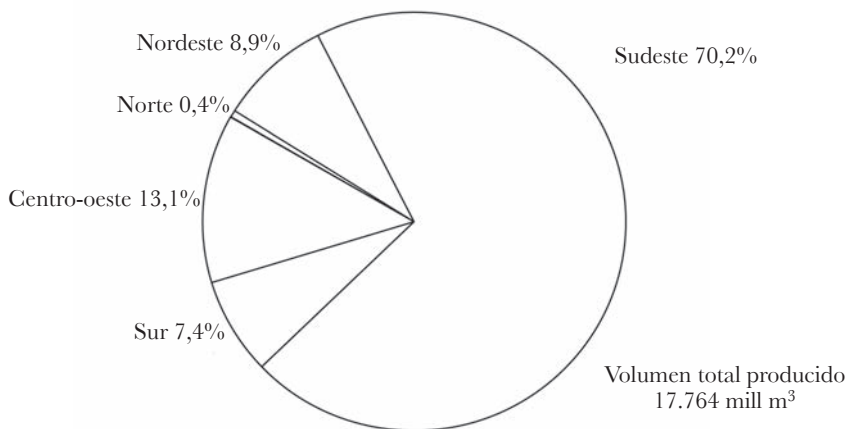
Uno de los principales incentivos para la producción de biodiésel en Brasil es la exención del impuesto del Programa de Integración Social (PIS) y de la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social (COFINS) para el combustible producido a partir de oleaginosas suministradas por agricultores de pequeñas explotaciones familiares procedentes de las regiones norte y nordeste de Brasil, las más pobres del país. Para los productores de las demás regiones brasileñas, la exención de estos impuestos es del 86%. (Ley 9.478, 1997 y Ley 11.097, 2003)

Infraestructura y producción de bioetanol y biodiésel

En 2006, la producción nacional de alcohol etílico, tanto anhidro como hidratado, continuó su trayectoria al alza iniciada en 2001, alcanzando un volumen de 17,8 millones de m³, lo cual representó una subida del 10,8 % con respecto a 2005. Como consecuencia, la tasa media anual de crecimiento para el período 1997-2006

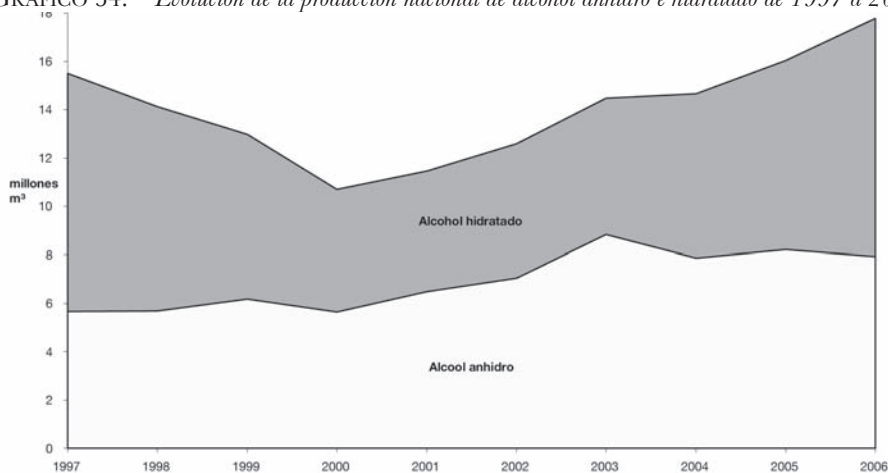
fue del 1,5%. La región sudeste, mayor productora nacional, con 12,5 millones de m³ (70,2% de la producción brasileña), presentó un tasa de crecimiento del 11,9% frente a 2005, y el Estado de São Paulo, principal productor nacional, incrementó su producción en un 11,2% en dicho período. En este Estado se produjeron 11,0 millones de m³, correspondientes al 61,7% de la producción nacional y al 87,8% de la producción de la región sudeste.

Gráfico 33. *Distribución porcentual de la producción de alcohol etílico anhidro e hidratado por grandes regiones en 2006*



Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

GRÁFICO 34. *Evolución de la producción nacional de alcohol anhidro e hidratado de 1997 a 2006*



Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

En el año 2006, la producción de alcohol etílico anhidro alcanzó los 7,9 millones de m³, registrando una disminución del 3,6% frente al año 2005. Como resultado, la tasa media anual de crecimiento para el período 1997-2006 fue del 3,8%.

La región nordeste también registró una caída del 6,4% en su producción en el mismo período. En 2006, la región sudeste fue la mayor productora de alcohol anhidro, con 5,6 millones de m³, el equivalente al 70,8% de la producción nacional destacando el Estado de São Paulo, que contribuyó con un 87,1% de la producción regional y con un 61,7% del total nacional, pese a la reducción de su producción, en relación con el año anterior, en un porcentaje del -7,3%. En este mismo período (2005-2006), la región nordeste también presentó una caída del 6,4% y la región centro-oeste registró un aumento del 8,5% en la producción, destacando el Estado de Mato Grosso, que llegó al 13,3%. En las regiones sur y norte, los aumentos fueron significativos, un 30,7% y 67,5%, respectivamente.

La producción de alcohol etílico hidratado sumó 9,9 millones de m³ en el año 2006, un resultado 25,8% superior al de 2005. Aun así, el aumento de la producción de bioetanol durante el período 1997-2006 fue prácticamente nulo.

En el año 2006, la región nordeste registró una caída de alcohol hidratado (-8,3%), como consecuencia de las bajas registradas en los Estados de Pernambuco (-12,4%), Río Grande do Norte (-26,9%) y Alagoas (-8,9%). Las dos mayores tasas de crecimiento se dieron en las regiones norte (40,3%) y sudeste (34,5%). La mayor parte de la producción brasileña, un 69,8% del total nacional, sigue dándose en la región sudeste. En el Estado de São Paulo, mayor productor nacional, se produjo una subida del 36,3%, con lo que este Estado reunió el 61,7% de la producción nacional y el 88,4% de la producción de la región sudeste.

Con el objetivo de suplir la demanda de biodiésel en Brasil, la ANP había realizado hasta finales de 2007 siete ofertas de compra de biodiésel, cuyos detalles se indican en el cuadro 17.

CUADRO 17. Producción de alcohol etílico anhidro e hidratado por Grandes Regiones Brasileñas de 1997 a 2006

Año	Producción de alcohol etílico anhidro e hidratado (mil m ³)											06/05
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	(%)	
<i>Total</i>	15.493,42	14.122,11	12.981,92	10.700,25	11.465,97	12.588,62	14.469,95	14.647,25	16.039,89	17.764,26	10,75	
Región norte	32,91	16,81	19,83	35,81	28,79	30,32	39,39	47,53	47,51	75,88	59,71	
Región nordeste	2.412,28	1.667,04	1.315,27	1.528,52	1.401,64	1.518,28	1.505,23	1.675,49	1.695,56	1.572,56	-7,25	
Región sudeste	10.363,51	9.978,47	9.372,23	7.202,72	7.753,90	8.551,82	9.786,64	9.948,40	11.154,24	12.478,67	11,87	
Región sur	1.315,28	997,76	1.049,85	829,07	937,42	974,95	1.209,45	1.178,31	995,67	1.308,24	31,39	
Región centro-oeste	1.369,43	1.462,05	1.224,74	1.104,12	1.344,21	1.513,27	1.929,26	1.797,52	2.146,91	2.328,92	8,48	

Nota: Sólo aparecen las Unidades de la Federación donde se registró una producción de alcohol etílico anhidro o hidratado en el período especificado.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 18. *Resultados de las Ofertas de Biodiésel realizadas por la Agencia Nacional del Petróleo*

Oferta	Primera	Segunda	Tercera	Cuarta	Quinta	Sexta	Séptima
Fecha de realización	Noviembre de 2005	Marzo de 2006	Julio de 2006	Julio de 2006	Febrero de 2007	Noviembre de 2007	Noviembre de 2007
Volumen Ofertado (m ³)	70.000	170.000	125.400	1.141.000	50.000	304.000	76.000
Volumen Adjudicado (m ³)	70.000	315,5	50.000	550.000	45.000	304.000	76.000
Fábricas Ofertantes	8	12	6	27	3	27	27
Precio de Apertura (R\$/l)	1,920	1,908	1,905	1,905	1,904	2,40	2,40
Precio Medio de Cierre (R\$/l)	1,905	1,860	1,754	1,747	1,862	1,867	1,863
Desviación media	-0,8%	-2,5%	-7,9%	-8,3%	-2,22%	-22,2 %	-22,4
Plazo de Entrega del Biodiésel	Enc/06 a dic/06	Jul/06 a jun/07	Enc/07 a dic/07	Enc/07 a dic/07	Hasta dic/07	Enc/08 a jun/08	Enc/08 a jun/08

Fuente: ANP, 2007.

En 2006, la capacidad nominal de producción de biodiésel puro (B100) era de 638,6 mil m³/año. Sin embargo, la producción efectiva de Brasil fue de 68,5 mil m³, correspondientes a apenas un 10,7% de esta capacidad. La unidad con la mayor producción fue Brasil Ecodiésel, situada en el Estado de Piauí, con una capacidad nominal de producción de 40,5 mil m³/año y que produjo un 70,6% de este volumen.

CUADRO 19. *Capacidad nominal y producción de biodiésel¹, B100, por unidades de producción en 2006*

Unidad ²	Municipio (UF)	Capacidad nominal ³	Producción
		m ³ /año	m ³
<i>Total</i>		<i>638.620</i>	<i>68.547,7</i>
Agropalma	Belém (PA)	24.000	2.420,9
Barralcool	Barra do Bugres (MT)	49.800	–
Binatural	Formosa (GO)	9.000	–
Biocapital	Charqueada (SP)	55.800	–
Biolix	Rolândia (PR)	9.000	100,0
Brasil Ecodiésel	Florianópolis (PI)	40.500	28.603,5
Brasil Ecodiésel	Teresina (PI)	600	–
Brasil Ecodiésel	Iraquara (BA)	108.000	4.210,3
Brasil Ecodiésel	Crateús (CE)	108.000	1.954,2
Dhaymers	Taboão da Serra (SP)	7.800	–
Fertibom	Catanduva (SP)	12.000	362,4
Fusermann	Barbacena (MG)	9.000	–
Granol	Anápolis (GO)	100.000	10.108,0
Granol	Campinas (SP)	39.900	20.434,7
Nutec	Fortaleza (CE)	720	2,0
Ponte di Ferro	Taubaté (SP)	27.000	–
Renobras	Dom Aquino (MT)	6.000	13,4
IBR	Simões Filho (BA)	19.500	27,8
Soyminas	Cássia (MG)	12.000	310,5

1. Biodiésel puro o B100, en virtud de la Resolución ANP n.º 42/2004.

2. Unidades productoras autorizadas por la ANP hasta 31/12/2006.

3. Se consideraron 300 días de operación.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

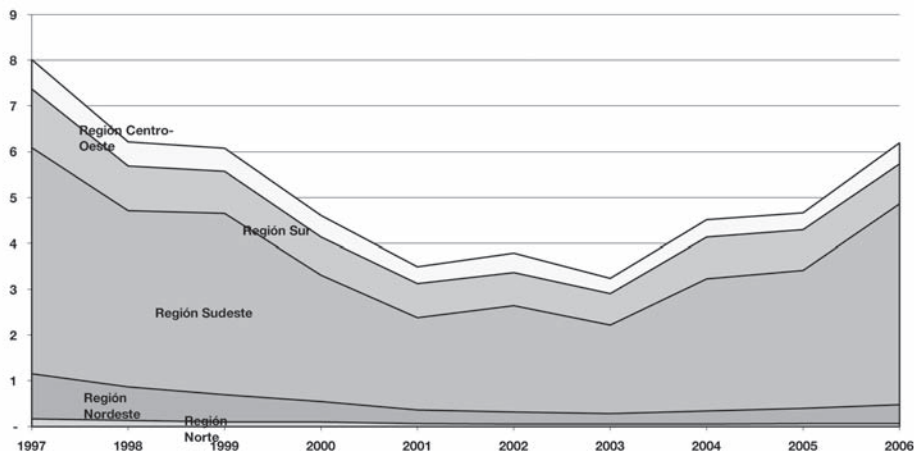
DISTRIBUCIÓN, MERCADOS Y PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

POR SER UN COMBUSTIBLE AÑADIDO A LA GASOLINA A POR LAS DISTRIBUIDORAS PARA LA CONSTITUCIÓN DE LA GASOLINA C AUTOMOTRIZ, EL ALCOHOLE ÉILICO ANHÍDRICO POSEE UNA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE LA DISTRIBUCIÓN PROPORCIONAL AL DE LA GASOLINA C. A

partir del volumen de ventas de gasolina C y de los porcentajes de la adición del alcohol anhidro vigentes en 2006 (un 25% desde el 1 de enero de 2006 hasta el 28 de febrero, un 20% desde el 1 de marzo hasta el 19 de noviembre y un 23% desde el 20 de noviembre hasta el 31 de diciembre), se puede estimar el volumen de ventas de alcohol anhidro entorno a los 5,1 millones de m³, es decir, una disminución del 12,4% frente a 2005.

Las ventas de las distribuidoras de alcohol etílico hidratado (que se utiliza puro en los vehículos que utilizan este tipo de combustible y también en los vehículos bicomcombustible), a su vez, ascendieron a los 6,2 millones de m³ en 2006, volumen un 32,6% superior al de 2005. Con excepción de las regiones sur y norte, que registraron una reducción respectiva del 1,2% y el 7,8%, las demás regiones presentaron una subida de las ventas: la región sudeste, responsable del 70,8% del mercado nacional, hizo que su volumen de ventas aumentara en un 44,9% en 2006 y, junto con las regiones centro-oeste y nordeste, que experimentaron subidas respectivas del 23,7% y del 27,1%, fue la gran responsable del aumento de las ventas totales del producto.

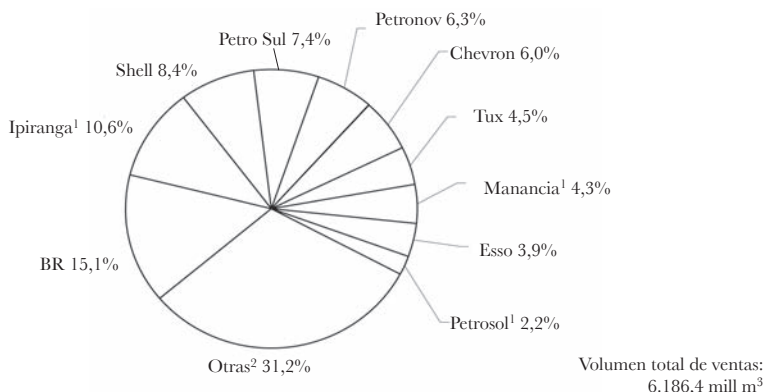
Gráfico 35. *Evolución de las ventas, por distribuidoras, de alcohol etílico hidratado por Grandes Regiones de 1997 a 2006*
(millones m³)



Nota: Incluye el consumo propio de las compañías distribuidoras.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

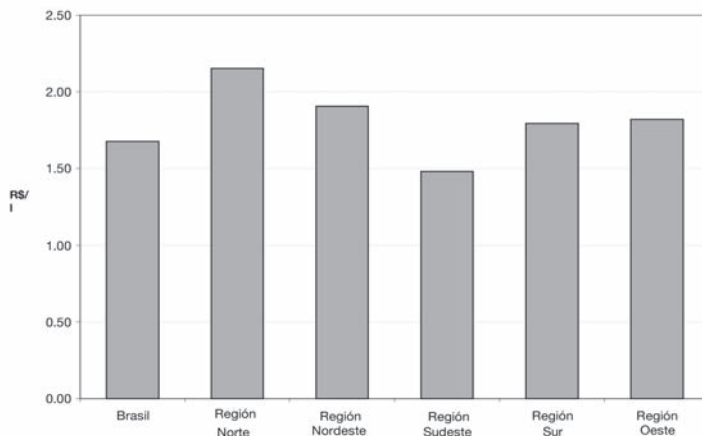
De la misma forma que en años anteriores, en 2006 el mercado de la distribución de alcohol etílico se mantuvo bastante concentrado, con seis empresas que poseían el 53,7% de las ventas: BR (15,1%), Grupo Ipiranga (10,6%), Shell (8,4%), PetroSul (7,4%), PetroNova (6,3%) y Chevron (6,0%). El 46,3% restante se repartió entre un total de 147 distribuidoras distintas.

GRÁFICO 36. *Participación de las distribidoras en las ventas nacionales de alcohol etílico hidratado en 2006*

Nota: Incluye el consumo propio de las compañías distribidoras. 1. Incluye CBPI y DPPI.
2. Incluye otras 152 distribidoras.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

En 2006, el precio medio anual del alcohol etílico hidratado para el consumidor fue de 1,68 R\$/litro, valor un 21,7% superior al registrado en 2005. Los precios más altos se dieron en la región norte y en los Estados de Río Grande do Sul y Piauí. Los precios más bajos se observaron en los Estados de São Paulo (1,41 R\$/litro) y Goiás (1,63 R\$/litro). Las diferencias de precios observadas en las distintas regiones brasileñas se deben, especialmente, a los costes de transporte del producto.

Gráfico 37. *Precio medio del alcohol etílico hidratado para el consumidor por Grandes Regiones en 2006*

Nota: Precios según su valor actual.

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

CUADRO 20. *Precio medio del alcohol etílico hidratado para el consumidor por Grandes Regiones de 2001 a 2006*

Grandes Regiones	Precio medio del alcohol etílico hidratado para el consumidor (R\$/litro)					
	2001 ¹	2002	2003	2004	2005	2006
Brasil	1,03	1,04	1,34	1,21	1,38	1,68
Región norte	1,28	1,31	1,76	1,64	2,55	2,15
Región nordeste	1,14	1,15	1,53	1,43	2,4	1,9
Región sudeste	0,95	0,96	1,24	1,09	2,25	1,48
Región sur	1,07	1,09	1,41	1,3	2,45	1,79
Región centro-oeste	1,09	1,12	1,44	1,37	2,43	1,82

Fuente: Informe Anual Estadístico Brasileño del Petróleo y Gas Natural (ANP), 2007.

Nota: Precios según su valor actual.

1. Precios medios de 2001 calculados en base a los precios entre julio y diciembre

En relación con el biodiésel aún no hay datos disponibles sobre los precios fijados en el mercado, sólo datos relativos a los precios de cierre de las ofertas promovidas por la ANP, presentados anteriormente en la tabla referente a dichas ofertas.

Referencias bibliográficas

ABEGÁS, *Distribuidoras en Brasil*, Río de Janeiro, 2007. Disponible en: <http://www.abegas.org.br/socios/efetivos.asp>. Acceso el 10 de dic. de 2007.

ANP, *Informe anual estadístico del petróleo y gas natural en Brasil 2007 (2006 como año de referencia)*, ANP, Río de Janeiro, 2007.

ANP, *Boletín mensual del gas natural*, 2007b. Disponible en: http://www.anp.gov.br/gas/gas_boletimmensal.asp. Acceso el 7 de dic. de 2007.

ANP, *Nota técnica n.º 021/2007-SCM-Modelos de contratos para la exploración y producción de petróleo y gas natural: un análisis crítico de la experiencia brasileña y de algunos países seleccionados*, Río de Janeiro, 2007c.

ANP, *Nota técnica n.º 024/2003-SCG-Consideraciones de la SCG/ANP en cuanto a política de precios del gas natural*, Río de Janeiro, 2003.

ANP, *Serías ANP: Industria brasileña del gas natural: regulación actual y futuros desafío-Número II*, ANP, Río de Janeiro, 2001.

ANP, *Serías ANP: Regulación – Número I*, ANP, Río de Janeiro, 2001.

CONGRESO NACIONAL, *Ley 9.478/97*, Brasilia, 1997.

EPE, *Balance energético nacional 2006 (2005 como año de referencia)*, EPE, Río de Janeiro, 2006.

- EPE, *Balance energético nacional 2007 (2006 como año de referencia)*, EPE, Río de Janeiro, 2007a.
- EPE, Plan Nacional de Energía 2030, EPE, Río de Janeiro, 2007b. Disponible en www.epe.gov.br
- Mariano, Jacqueline Barboza, *Propuesta de metodología de evaluación del impacto ambiental para estudios de evaluación ambiental estratégica del sector del petróleo y gas natural en áreas offshore*, Tesis de D.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Río de Janeiro, 2007.
- Prates, C. P. T., Pierobon, E. C., Costa, R. C. da, et al, *Evolución de la oferta y la demanda de gas natural en Brasil*, BNDES Setorial, n. 24, págs. 35-68, Set., Río de Janeiro, 2006.
- PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA, *Decreto Presidencial n.º 2,455*, Brasilia, 1997.
- SUSLICK, Saul B. (Organizador), *Regulación del petróleo y gas natural*, ANP, Campinas, 2001.
- SCM/ANP, *Nota técnica: Panorama de la industria del gas natural en Brasil: aspecto regulatorios y desafíos*, Río de Janeiro, 2002. Disponible en:
www.anp.gov.br/doc/notastecnicas
www.anp.gov.br
www.petrobras.com.br
www.transpetro.com.br